

Escuela Superior Politécnica del Litoral

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

Estudio técnico para planificación de mantenimiento en subestaciones eléctricas

bajo criterios de confiabilidad HL-III

INGE-3128

Previo la obtención del Título de:

Ingeniero en Electricidad

Presentado por:

Cristhian Daniel Choez Barrios

Bryan Moisés Mora Cun

Guayaquil – Ecuador

Año: 2025

Dedicatoria

El presente proyecto se lo dedico a mi Abuela, Tía, hermanos y familiares, ya que han sido la inspiración necesaria para poder cumplir un objetivo más.

A las personas que he conocido a través de la carrera y amigos, ya que hicieron de todo este tiempo los mejores recuerdos de juventud.

Bryan Moisés Mora Cun.

Dedicatoria

Este trabajo está dedicado a todas las personas que me ayudaron a forjar mi camino. Siempre llevaré en el corazón cada palabra, cada gesto y cada momento compartido.

A mis padres, Jackson y Sara; a mis hermanos, Alexander y María Belén; y a mi abuelo, Moisés. Su apoyo, ejemplo y amor hicieron posible este logro. Sin ustedes, nada de esto habría sido posible.

A todas esas personas especiales en mi vida, este logro lo comparto con ustedes.

Cristhian Daniel Choez Barrios

Agradecimientos

Quiero agradecerle a mi abuela por el gran esfuerzo, amor y confianza brindado a lo largo de este trayecto.

Agradezco a mis profesores que se tomaron las molestias de explicar hasta los más mínimos detalles, además agradecer de manera especial, a Ing. Adriana Torres, Ing. Farley Zapata y tutor Ing. Iván Endara, que nos brindaron su tiempo, conocimiento y asesoría para la culminación del proyecto.

Bryan Moisés Mora Cun

Agradecimientos

En primer lugar, agradezco a Dios por guiarme a lo largo de este camino. A San Juan Bosco y a la Virgen María por ser pilares en mi vida.

Quiero agradecer al Msc. Iván Endara por su tiempo y paciencia. Sin su guía este proyecto no hubiera seguido adelante.

También agradezco al Msc. Farley Zapata por facilitar el acceso a la U.N. CNEL Los Ríos y por proporcionar la información requerida para el desarrollo de esta investigación.

Finalmente, agradezco a todos los docentes que guiaron mi formación académica. Gracias por su labor, exigencia y compromiso; su aporte fue determinante en mi desarrollo profesional.

Cristhian Daniel Choez Barrios

Declaración Expresa

Nosotros Cristhian Daniel Choez Barrios y Bryan Moisés Mora Cun acordamos y reconocemos que la titularidad total y exclusiva sobre los derechos patrimoniales de patente de invención, modelo de utilidad, diseño industrial, información no divulgada y cualquier otro derecho o tipo de propiedad intelectual que corresponda o pueda corresponder respecto de cualquier investigación, desarrollo tecnológico o invención realizada durante el desarrollo de su trabajo titulación, incluyendo cualquier derecho de participación de beneficios o de valor sobre titularidad de derechos, pertenecerán de forma total, perpetua, exclusiva e indivisible a LA ESPOL, sin limitación de ningún tipo. Se deja además expresa constancia de que lo aquí establecido constituye un “previo acuerdo”, así como de ser posible bajo la normativa vigente de transferencia o cesión a favor de la ESPOL de todo derecho o porcentaje de titularidad que pueda existir.

Sin perjuicio de lo anterior los alumnos firmantes de la presente declaración reciben en este acto una licencia de uso gratuita e intransferible de plazo indefinido para el uso no comercial de cualquier investigación, desarrollo tecnológico o invención realizada durante el desarrollo de su trabajo de titulación, sin perjuicio de lo cual deberán contar con una autorización previa expresa de la ESPOL para difundir públicamente el contenido de la investigación, desarrollo tecnológico o invención.

Así también autorizamos expresamente a que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra o invento, por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual.

Guayaquil, 3 de febrero del 2026.

Cristian Daniel Choez Barrios

Bryan Moisés Mora Cun

Evaluadores

Mgr. Dennys Dick Cortez Álvarez

Profesor de Materia

Ph.D. Iván David Endara Velez

Tutor de proyecto

Resumen

La presente tesis desarrolla un estudio técnico orientado a la planificación del mantenimiento en una subestación eléctrica de potencia, aplicando criterios de confiabilidad HL-III y estrategias de mantenimiento basado en condición. El caso de estudio corresponde a la Subestación Centro Industrial de CNEL EP – Unidad de Negocio Los Ríos, la cual abastece una carga significativa de tipo residencial, comercial e industrial. A partir de información histórica de operación y fallas, se analiza el comportamiento de la demanda eléctrica y se evalúa la vida útil del transformador de potencia mediante modelos térmicos basados en las normas IEC 60076-7 e IEEE C57.91.

Se evalúan dos escenarios de mantenimiento basado en condición: mantenimiento perfecto y mantenimiento imperfecto, comparándolos con un caso base sin intervención. Los resultados muestran que el mantenimiento perfecto permite extender la vida útil del transformador en aproximadamente 16,5 años, mientras que el mantenimiento imperfecto logra una extensión cercana a 12,8 años. Asimismo, se desarrolla un análisis de confiabilidad HL-III mediante simulaciones probabilísticas, estimando la energía no suministrada y su impacto económico. Finalmente, se realiza una valoración financiera que demuestra la viabilidad técnica y económica de la propuesta de modernización de la subestación y del plan de mantenimiento propuesto.

Palabras claves: Confiabilidad, Energía no suministrada, Mantenimiento basado en condición, Subestación eléctrica, Transformador de potencia

Abstract

This thesis presents a technical study focused on maintenance planning in a power substation, applying HL-III reliability criteria and condition-based maintenance strategies. The case study corresponds to the Centro Industrial Substation of CNEL EP – Los Ríos Business Unit, which supplies a significant residential, commercial, and industrial load. Based on historical operation and failure data, the electrical demand behavior is analyzed, and the service life of the power transformer is evaluated using thermal models in accordance with IEC 60076-7 and IEEE C57.91 standards.

Two condition-based maintenance scenarios are assessed: perfect maintenance and imperfect maintenance, and their performance is compared with a base case without intervention. The results show that perfect maintenance extends the transformer service life by approximately 16.5 years, while imperfect maintenance achieves an extension of about 12.8 years. Additionally, an HL-III reliability analysis is conducted using probabilistic simulations, allowing the estimation of energy not supplied and its associated economic impact. Finally, a financial assessment is performed, demonstrating the technical and economic feasibility of the proposed substation modernization and the recommended maintenance plan.

Keywords: Condition-Based Maintenance, Electrical Substation, Energy Not Supplied, Power Transformer, Reliability.

Tabla de contenido

Contenido

Capítulo 1	19
1. Introducción	19
1.1. Descripción del problema	20
1.2. Justificación del problema	20
1.3. Objetivos	21
1.3.1. Objetivo general	21
1.3.2. Objetivos específicos.....	21
1.4. Marco teórico.....	22
1.4.1. Categorización de mantenimientos	22
1.4.1.1. Mantenimiento Preventivo	22
1.4.1.2. Mantenimiento Correctivo	22
1.4.1.3. Mantenimiento Predictivo	22
1.4.2. Mantenimiento de equipos de subestaciones	23
1.4.3. Subestación Centro Industrial	24
1.4.4. Estimación vida útil mediante mantenimiento basado en condiciones (CBM)	26
1.4.4.1. Modelo de mantenimiento perfecto.....	27
1.4.4.2. Modelo de mantenimiento imperfecto	28
1.4.5. Estimación de vida útil de transformador	28
1.4.6. Grado de polimerización en el transformador.....	30
Capítulo 2	32

2.	Metodología	32
2.1.	Curva de demanda promedio	32
2.2.	Evolución de la demanda	34
2.3.	Curva de vida útil térmico.....	35
2.3.1.	Envejecimiento estimado.....	38
2.4.	Curva de vida útil de compuestos furánicos	39
2.4.1.	Envejecimiento por compuestos furánicos	43
2.5.	Evolución de humedad en el transformador	44
2.6	Relación de humedad y esperanza de vida del transformador.....	47
2.7	Análisis de confiabilidad	49
Capítulo 3	55
3.	Resultados y análisis	55
3.1.	Caso base: evolución de la vida útil con humedad variable	55
3.2.	Escenario con mantenimiento basado en condición perfecto	56
3.3.	Escenario con mantenimiento basado en condición imperfecto	60
3.3.1.	Confiabilidad total de la subestación.....	66
3.4.	Valoración económica del plan de mantenimiento	68
3.4.1.	Aplicación de mantenimiento perfecto.....	68
3.4.2.	Aplicación de mantenimiento imperfecto.....	69
3.4.3.	Proyección de la subestación eléctrica Centro Industrial.	69
Capítulo 4	77

4.1. Conclusiones y recomendaciones.....	77
4.1.1. Conclusiones	77
4.1.2. Recomendaciones.....	79
Bibliografía	80
Anexos.....	83
Anexo 1. Código Cargabilidad.....	83
Anexo 2. Curva de demanda diaria	87
Anexo 3. Curva de demanda mensual	89

Abreviaturas

2-FAL	2-furaldehído, compuesto furánico indicador de envejecimiento del papel
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables
B/C	Relación Beneficio/Costo
CBM	Condition Based Maintenance (mantenimiento basado en condición)
CNEL EP	Corporación Nacional de Electricidad, Empresa Pública
CO	Concentración de monóxido de carbono disuelto en el aceite
CO₂	Concentración de dióxido de carbono disuelto en el aceite
DP	Degree of Polymerization, grado de polimerización del papel aislante
ENS	Energía No Suministrada (MWh/año)
F_{AA}	Factor de aceleración del envejecimiento térmico
FMIK	Indicador de frecuencia media de interrupciones exigido por ARCONEL
HL-III	Nivel de modelado de confiabilidad HL-III
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
LOL	Pérdida de vida acumulada del transformador (Loss of Life)
MTTR	Mean Time To Repair, tiempo medio de reparación

R(t)	Confiabilidad en función del tiempo t
R_{SE}	Confiabilidad total de la subestación Centro Industrial
S/E	Subestación eléctrica
TIR	Tasa Interna de Retorno
TTF	Time To Failure, tiempo hasta la falla (en años)
TTR	Time To Repair, tiempo de reparación (en horas)
TTIK	Indicador de calidad del servicio exigido por ARCONEL (tiempos de interrupción)
VAN	Valor Actual Neto
θ_H	Temperatura de punto caliente (Hot Spot) en °C
$\lambda(t)$	Tasa de falla instantánea
μ	Tasa de reparación media

Índice de figuras

Figura 1: Mapa conceptual de actividad de mantenimiento establecido en la ARCONEL que son realizados por CNEL EP – S/E Centro Industrial.....	24
Figura 2: Diagrama unifilar de la S/E Centro Industrial.	25
Figura 3: Evaluación de estados de equipo ante aplicación de mantenimiento	27
Figura 4: Estructura de mantenimiento perfecto.	27
Figura 5: Estructura de mantenimiento imperfecto.....	28
Figura 6: Curva de deterioro de autotransformador de la S/E Guayana B.....	29
Figura 7: Curva de demanda promedio de la subestación eléctrica Centro Industrial.	33
Figura 8: Proyección de demanda eléctrica en el año 2025	34
Figura 9: Curva de vida útil estimada del transformador.	36
Figura 10: Curva de envejecimiento estimado del transformador.....	39
Figura 11: Curva de vida útil del transformador por compuestos furánicos.	43
Figura 12: Curva de envejecimiento por compuestos furánicos	44
Figura 13: Valores de humedad/oxígeno según Emsley.....	45
Figura 14: Evolución de la humedad en el papel aislante del transformador	46
Figura 15: Relación de temperatura y humedad contra la esperanza de vida del transformador. .	48
Figura 16: Evolución de la humedad en la curva de vida útil del transformador.....	49
Figura 17: Flujograma del algoritmo de Método de Montecarlo.	53
Figura 18: Evolución de vida útil del transformador ante humedad variable.	56
Figura 19: Comportamiento de mantenimiento perfecto en la estimación de vida útil.	57
Figura 20: Resultados de caso 1, mantenimiento perfecto en el transformador.....	58
Figura 21: Comportamiento de mantenimiento imperfecto vida útil del transformador.....	61

Figura 22: Curva de vida útil con mantenimiento imperfecto, caso2.62

Figura 23: Diagrama conceptual de confiabilidad de S/E.....65

Figura 24: Valoración económica del plan de mantenimiento ante un mantenimiento perfecto. .68

Figura 25: Valoración económica del plan de mantenimiento ante un mantenimiento imperfecto.
.....69

Figura 26: Evolución de flujo de caja acumulada. 74

Figura 27: Grafica Waterfall.....76

Índice de tablas

Tabla 1: Cantidad de usuarios por alimentador de la subestación Centro Industrial.	26
Tabla 2: Tabla de datos correspondientes a envejecimiento tanto anual, acumulado y vida acumulada.....	37
Tabla 3: Valores de concentración de compuestos furanos.	40
Tabla 4: Rango de partes por millón correspondiente a cada compuesto furánicos.....	41
Tabla 5: Tabla de datos correspondientes a envejecimiento grado de polimerización.....	41
Tabla 6: Tabla de datos correspondientes a la humedad presente en el transformador de potencia.	46
Tabla 7: Información histórica sobre las fallas en los últimos 6 años.....	51
Tabla 8 : Datos del experimento aleatorio.....	54
Tabla 9: Datos de vida remanente ante un mantenimiento previo.	59
Tabla 10: Resumen de saltos de tiempo de la curva de vida útil del caso 2.....	63
Tabla 11: Resultados obtenidos bajo ecuaciones de confiabilidad e indisponibilidad.	65
Tabla 12: Resumen de tiempo de falla y tiempo de reparación según los equipos de la subestación eléctrica.	70
Tabla 13: Resumen económico de reinversión de ahorro en energía no suministrada.....	73
Tabla 14: Flujo de caja de inversión a 10 años.....	75

Índice de ecuaciones

Ec. 1: Factor de aceleración del envejecimiento.	35
Ec. 2: Estimación de vida útil en p.u.	36
Ec. 3: Envejecimiento de transformador.	38
Ec. 4: Ecuación de grado de polimerización.	40
Ec. 5: Ecuación de coeficientes de grado de polimerización.	40
Ec. 6: Ecuación de coeficiente de correlación normalizado.	41
Ec. 7: Ecuación de ppm de CO.	41
Ec. 8: Ecuación de vida útil de transformador bajo un grado de polimerización.	43
Ec. 9: Ecuación de envejecimiento por compuesto furanos.	44
Ec. 10: Ecuación de humedad en el aislamiento.	45
Ec. 11: Definición de confiabilidad.	50
Ec. 12: Tasa de falla instantánea	50
Ec. 13: Tasa de fallas media anual	52
Ec. 14: Tasa de reparación media.	52
Ec. 15: Ecuaciones de Confiabilidad e Indisponibilidad.	65
Ec. 16: Calculo de Confiabilidad por grupo de elementos.	66
Ec. 17: Valor de confiabilidad en un nivel de 69kV.	66
Ec. 18: Valor de confiabilidad en un nivel de 13.8kV.	66
Ec. 19: Ecuación de redundancia explícita.	66
Ec. 20: Ecuación porcentual de falla total.	67
Ec. 21: Ecuación de energía no suministrada.	67
Ec. 22: Ecuación de costo de la energía no suministrada.	67

Capítulo 1

1. Introducción

La operación confiable de una subestación eléctrica es fundamental para mantener la estabilidad del sistema de potencia y garantizar un suministro continuo de energía a los usuarios, en los últimos años, se ha evidenciado que muchas interrupciones del servicio provienen de fallas en equipos principales, como transformadores, interruptores o barras colectoras.

Estos eventos no solo afectan la calidad del servicio, sino que también incrementan los costos operativos y el riesgo para el personal técnico que interviene en las reparaciones.

Ante esta realidad, surge la necesidad de contar con una planificación de mantenimiento que se base en criterios técnicos y en la evaluación del estado real de los equipos, el proyecto propone desarrollar un plan de mantenimiento para una subestación eléctrica, aplicando modelos de confiabilidad y análisis probabilístico que permitan priorizar intervenciones, optimizar recursos y reducir las fallas no programadas. Este enfoque busca mejorar la disponibilidad del sistema y prolongar la vida útil de los activos eléctricos.

Además, la aplicación de este tipo de metodología resulta ventajosa para empresas del sector eléctrico, como CNEL EP, ya que contribuye a mejorar sus indicadores de desempeño, disminuir los tiempos fuera de servicio y cumplir con las normativas establecidas por los entes reguladores. En conjunto, este estudio representa una herramienta práctica para fortalecer la gestión del mantenimiento y avanzar hacia una operación más segura, eficiente y sostenible.

1.1.Descripción del problema

La ausencia de una planificación estructurada y sustentada en criterios técnicos ocasiona que muchas intervenciones de mantenimiento en subestaciones eléctricas se realicen solo después de que ocurren fallas, en lugar de prevenirlas. Esta práctica reactiva genera paradas imprevistas, pérdidas de energía y altos costos de reparación [1].

A esto se suma la limitada disponibilidad de información histórica y el uso insuficiente de herramientas analíticas que permitan estimar el comportamiento real de los equipos, como resultado, transformadores, interruptores y otros componentes críticos operan con alta probabilidad de falla sin una evaluación adecuada de su condición. Esta situación compromete la continuidad del servicio, reduce la eficiencia del sistema y dificulta el cumplimiento de los estándares de confiabilidad establecidos por los organismos reguladores, por tanto, se requiere desarrollar un modelo técnico que optimice la planificación del mantenimiento con un enfoque basado en confiabilidad.

1.2.Justificación del problema

La planificación del mantenimiento en subestaciones eléctricas no solo influye en la continuidad del servicio, sino también en la eficiencia con que las empresas utilizan sus recursos técnicos y económicos. Adoptar un enfoque preventivo y basado en confiabilidad representa una oportunidad para mejorar la gestión de los activos eléctricos, evitando que las decisiones dependan únicamente de la experiencia o la respuesta ante fallas.

El desarrollo de este proyecto aporta una metodología estructurada que permite priorizar los equipos según su criticidad y condiciones operativas reales, a través de la integración de modelos probabilísticos y análisis de desempeño, se busca fortalecer la toma de decisiones y

garantizar una operación más estable y segura. Además, la propuesta contribuye al cumplimiento de los lineamientos establecidos por organismos reguladores, promueve la sostenibilidad en el uso de la infraestructura eléctrica y genera beneficios directos para la empresa y los usuarios finales.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Diseñar un plan de mantenimiento para una subestación eléctrica de potencia mediante la integración de métodos basados en condición y en confiabilidad, aplicando modelos probabilísticos de falla y parámetros operativos del sistema, optimizando la disponibilidad de los equipos, con menos interrupciones no programadas y mayor continuidad del suministro eléctrico.

1.3.2. Objetivos específicos

- Identificar los componentes críticos de la subestación eléctrica mediante la revisión de sus condiciones operativas y registros históricos de falla, priorizando los equipos que impactan la continuidad del servicio.
- Calcular las tasas de falla y reparación de los equipos principales aplicando modelos probabilísticos, determinando su disponibilidad y nivel de confiabilidad.
- Proponer un plan de mantenimiento sustentado en métodos basados en condición y confiabilidad, optimizando la gestión de activos y continuidad del suministro eléctrico.

1.4.Marco teórico

1.4.1. Categorización de mantenimientos

El mantenimiento de activos de una organización o usuario, están basados en procesos técnicos y normativos establecidos por el fabricante o normativas internacionales como IEEE, IEC y más.

En el país se presentan tres modalidades de mantenimiento acogidos por la Corporación Nacional de Electricidad, CNEL EP, cuyos mantenimientos se dividen por categorías referentes al nivel de tensión definidos por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, ARCONEL [2].

1.4.1.1.Mantenimiento Preventivo

Son actividades programadas periódicamente de manera anual, semana, mensual o incluso diaria, basado en un histórico de actividades de intervención emergentes y programadas.

1.4.1.2.Mantenimiento Correctivo

En contraste con la categoría anterior, el mantenimiento correctivo es una reposición/reparación del activo, cuyo diagnóstico de reposición es determinado en el mantenimiento preventivo.

1.4.1.3.Mantenimiento Predictivo

Es una estrategia de mantenimiento que utiliza distintos recursos para establecer un pronóstico de falla sea en el activo o en alguna de las partes que lo conforman, esta anticipación parte del análisis de las tendencias y criticidad histórica.

- ❖ **Mantenimiento basado en condiciones (CBM):** Basado en la condición actual del activo para obtener una condición futura.
- ❖ **Mantenimiento avanzado 4.0:** Mediante la generación de gemelos digitales por inteligencia artificial, machine learning o PRiSM.
- ❖ **Mantenimiento IoT:** Uso de datos en tiempo real para evaluación de las condiciones de operatividad.

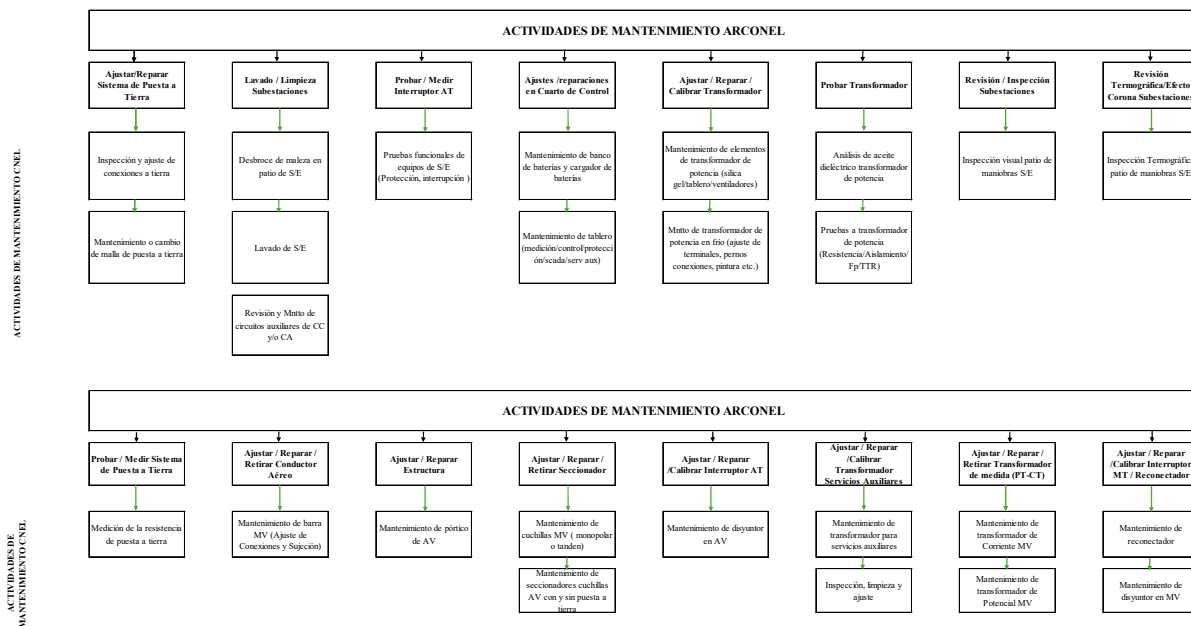
1.4.2. Mantenimiento de equipos de subestaciones

Los planes de mantenimiento para las unidades de negocio y subestaciones de CNEL EP se elaboran mediante metodologías de gestión de activos eléctricos. El proceso parte de un diagnóstico técnico detallado sobre el estado de los equipos, basado en revisiones visuales, el historial de fallas y sus condiciones operativas.

Tras determinar la criticidad según los informes entregados, se desarrollan planes que integran estrategias preventivas, predictivas y correctivas, Figura 1. En este marco, la ARCONEL establece como obligatoria la inspección periódica de equipos primarios y el mantenimiento de transformadores, interruptores, seccionadores y sistemas de protección, además del reporte de indicadores de calidad como TTIK y FMIK, que se detallarán más adelante.

Por otra parte, la empresa adopta las exigencias de dicho organismo para el manejo de registros mediante bases de datos internas e historiales digitales. La estructura de la planificación anual considera tanto las frecuencias mínimas normativas como el nivel de criticidad de cada activo.

Figura 1: Mapa conceptual de actividad de mantenimiento establecido en la ARCONEL que son realizados por CNEL EP – S/E Centro Industrial.



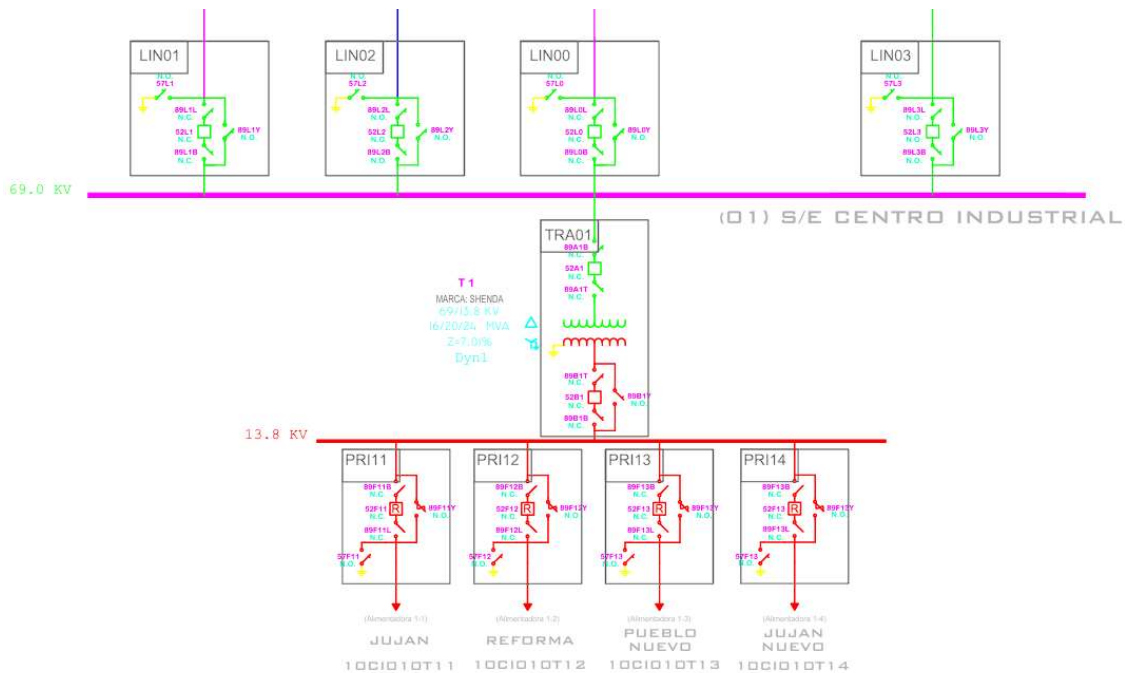
1.4.3. Subestación Centro Industrial

Presentado los elementos pertenecientes a las subestaciones y complementándolos con la marca y características de los equipos instalados en la subestación en cuestión, se prevé de información característica de la subestación.

La subestación se encuentra a pocos metros de subestación de transmisión Babahoyo, perteneciente a CELEC, geográficamente está a unos 4km de Juján. Actualmente la subestación posee 4 alimentadores que se expresen en el siguiente diagrama unifilar.

¹ Desglose/categorización de actividades estipuladas en el marco de la ARCONEL y acogidas por parte de CNEL EP para elaborar actividades de mantenimiento en las subestaciones compartido por UN Los Rios.

Figura 2: Diagrama unifilar de la S/E Centro Industrial.



Los alimentadores abarcan una de las zonas más importante de Babahoyo, que junto con la S/E Terminal Terrestre se tiene un manejo del 70% de la carga regional, pero el área de influencia se encuentra distribuida por sectores, acogiendo al Hospital Martin Icaza, Camal Municipal, Cementerio General de Babahoyo, incluso a grandes consumidores como Coca Cola, Duragas, Ecuavegetal y al SRI.

Las cargas de los alimentadores son de tipo residencial, comercial e industrial, siendo posible que cada uno maneje una carga máxima promedio de 4MW, gracias a proyecciones y repotenciaciones, obteniendo un total de 14,137 mil usuarios.

² Diagrama unifilar de la subestación Centro Industrial, junto con sus dispositivos de protección y códigos de alimentadores.

Tabla 1: Cantidad de usuarios por alimentador de la subestación Centro Industrial.

Alimentador	# Usuarios
Jujan Nuevo	3337
Jujan Viejo	4980
Reforma	2680
Pueblo Nuevo	3140

3

1.4.4. Estimación vida útil mediante mantenimiento basado en condiciones (CBM)

La investigación desarrollada en la Universidad de Texas aborda la evaluación del ciclo de vida de los disyuntores utilizando datos basados en su condición. La metodología clasifica el deterioro en tres estados definidos, asignando una región a cada uno de los estados dentro de la distribución normal y estableciendo límites operativos.

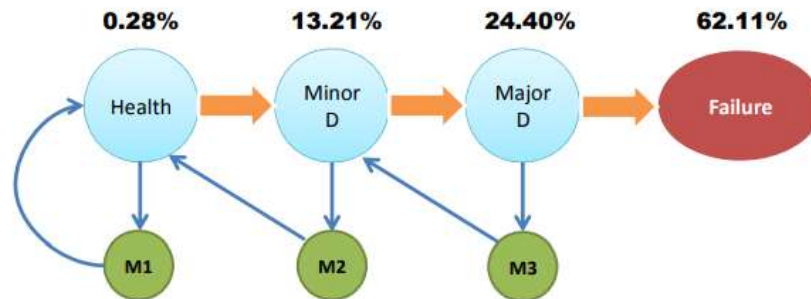
El mantenimiento basado en condiciones trata de un modelo dinámico que depende de la entrada de datos, conforme la información se actualiza, se recalculan los niveles de rendimiento a través de distribuciones de probabilidad, contexto en el cual se revisan y reportan las estrategias de mantenimiento comúnmente utilizadas [3].

Bajo el esquema de mantenimiento predictivo, las intervenciones se ejecutan únicamente cuando se detecta una necesidad real. Esto se logra mediante el monitoreo de condición, que implica una vigilancia e inspección continua para garantizar la operatividad y detectar anomalías previas a una falla inminente. Específicamente, se analizan los instantes de tiempo en las formas de onda durante las maniobras lo que permite diagnosticar la salud de subconjuntos críticos en las partes que conforman el equipo.

³ Cantidad de usuarios por alimentador, valores obtenidos del centro de control de la S/E Centro Industrial.

Considerando que la mayoría de las fallas se deben a un mal funcionamiento del mecanismo operativo o del circuito de control [4], el sistema evalúa métricas individuales para obtener una visión global.

Figura 3: Evaluación de estados de equipo ante aplicación de mantenimiento



4

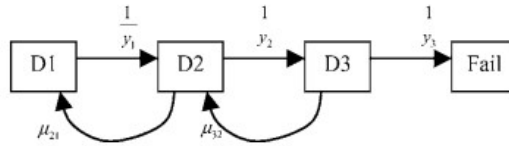
1.4.4.1. Modelo de mantenimiento perfecto

El gráfico modela la transición entre distintas etapas de deterioro, partiendo de un estado inicial (D1) donde el equipo presenta condiciones óptimas, por lo que no requiere intervenciones de mantenimiento. A medida que el desgaste avanza hacia los estados siguientes, la ejecución de acciones de mantenimiento actúa como un mecanismo de restauración, al aplicar estas medidas correctivas sobre una condición degradada, se logra una mejora que devuelve al equipo a su estado operativo inmediatamente anterior [5].

Este proceso de recuperación ocurre sucesivamente en cada etapa, revirtiendo el deterioro y retrasando la llegada al fallo funcional.

Figura 4: Estructura de mantenimiento perfecto.

⁴ Aplicación del mantenimiento al equipo bajo un modelo de mantenimiento perfecto, elaborado por Yufan Guan, Mladen Kezunovic, Payman Dehghanian y Gurunath Gurralla.



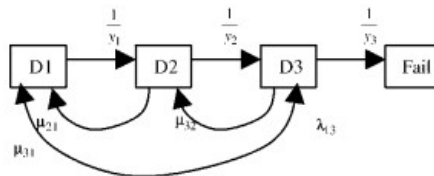
5

1.4.4.2. Modelo de mantenimiento imperfecto

El modelo gráfico contempla la naturaleza imperfecta de las revisiones de mantenimiento, reconociendo que no todas las intervenciones logran el mismo nivel de eficacia. En la transición entre etapas, se observa que una acción correctiva puede tener dos resultados distintos de restauración:

- ❖ Regreso a su etapa inmediatamente anterior
- ❖ Restauración profunda que devuelve el sistema directamente a su estado inicial

Figura 5: Estructura de mantenimiento imperfecto.



6

1.4.5. Estimación de vida útil de transformador

Se presentan estudios que se centraron en la estimación del deterioro/vida en subestaciones, como en el caso de estudio de la subestación Venezolana Guayaba B [6], analizando

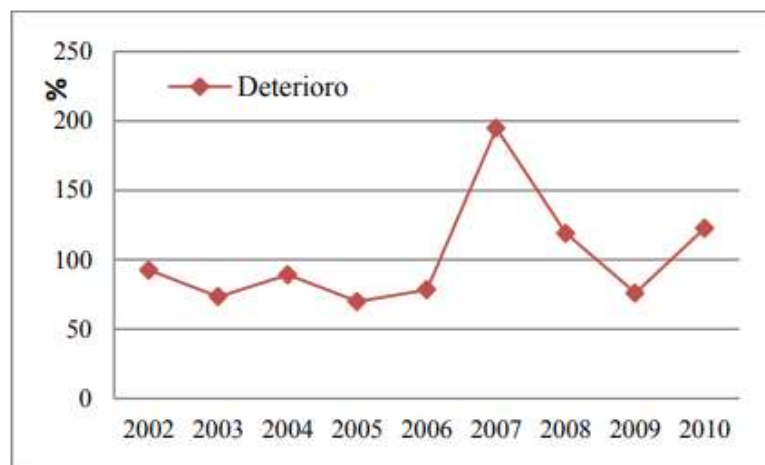
⁵ Estructura de mantenimiento de perfecto.

⁶ Estructura de mantenimiento de imperfecto

específicamente el estado de los autotransformadores instalados. Para determinar tanto el nivel de deterioro como la vida útil remanente de estos equipos, se empleó el programa PTLoad aplicando el modelo TOP OIL.

El transformador es un dispositivo diseñado para lograr una vida útil de 20-35 años y una vida mínima de 25 años a temperaturas de funcionamiento comprendidas entre 65 °C y 95 °C trabajando a valores nominales. Aunque, en la práctica la vida de un transformador de potencia podría llegar a 60 años con los mantenimientos adecuados, también podría llegar a 15 años o menos a causa de las frecuentes sobrecargas a las que normalmente son sometidos [7].

Figura 6: Curva de deterioro de autotransformador de la S/E Guayana B.



7

Mediante el uso del software, junto con las ecuaciones y referencias pertinentes para calcular la pérdida de aislamiento para observar la evolución del desgaste entre los 2002 a 2010 de servicio [8].

⁷ Evolución del deterioro del autotransformador de la subestación dentro de los años de registros históricos, elaborador por Iván Calanche, Víctor Rojas.

A partir de estas estimaciones, se tiene que, ante un nivel de deterioro asociado a una tendencia, presenta una proyección de degradación, obteniendo una fecha final de operación eficiente del equipo.

1.4.6. Grado de polimerización en el transformador

El deterioro progresivo del sistema de aislamiento en los transformadores es consecuencia de la interacción de múltiples factores de estrés, entre los que destacan las fallas por cortocircuito, las tensiones derivadas de sobrecargas y la operación fuera de los límites térmicos establecidos. Básicamente, se trata de un sistema de aislamiento compuesto por aceite y papel aislante, ante tensiones tanto eléctricas como mecánicas y temperatura por la cargabilidad [9].

Para evaluar este proceso de envejecimiento y calcular la vida útil remanente del equipo, se recurre al análisis de compuestos furánicos, actúa como uno de los primeros indicadores fiables de la degradación del papel impregnado en el aceite dieléctrico. Específicamente, la evaluación de las concentraciones de 2-FAL (2-furaldehído) permite tomar acciones preventivas para mejorar su estado, evitando así fallas interna, pérdidas de resistencia mecánica, elasticidad, desprendimiento de aislamiento, interrupciones en el suministro eléctrico y el consecuente impacto financiero negativo.

Al analizar el nivel de descomposición y la durabilidad del aislamiento sólido, la variable clave es el Grado de Polimerización (DP). Durante la degradación, se generan diversos subproductos como gases, agua, alcoholes y compuestos furánicos, ocurriendo cuando las temperaturas de operación superan los 100 °C, punto en el cual se intensifica la emisión de estos subproductos [10].

Es fundamental comprender la relación entre la generación de furanos y el tipo de estrés aplicado. Si bien las descargas eléctricas afectan a la celulosa, su impacto es cuantitativamente menor en comparación con el estrés térmico-mecánico. Bajo estas últimas condiciones es donde se registra la mayor producción de furanos, así como un incremento en el contenido de agua y oxígeno en el aislamiento.

En el presente proyecto se utiliza una aproximación mediante un modelo logarítmico para determinar el grado de polimerización, la cual tiene una precisión tan próxima que su error es menor al 4% como se estipula en el estudio [11].

Capítulo 2

2. Metodología

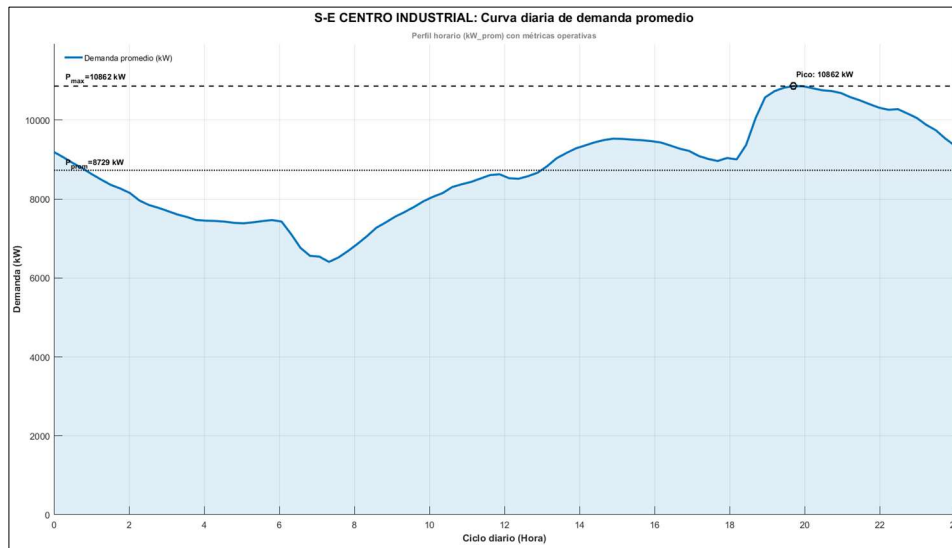
El estudio planteado se ha desarrollado de la siguiente forma: de manera inicial parte de los datos históricos pertenecientes a la subestación Centro Industrial, incluyendo la cantidad de usuarios por cada alimentador, con esta información y ecuaciones planteadas se acatará los objetivos propuestos, mediante las siguientes curvas:

2.1. Curva de demanda promedio

La empresa CNEL proporcionó los registros de cargabilidad del transformador correspondientes a todo el año 2024 y, adicionalmente, desde enero hasta octubre de 2025. Con esta información es posible analizar el comportamiento del transformador y la tendencia de crecimiento de la demanda, tal como se observa en el Figura 8.

En el conjunto de datos se incluyen días laborables, fines de semana y feriados, por lo que se obtiene una visión resumida y representativa del comportamiento anual del sistema desde enero de 2024 hasta octubre de 2025.

Figura 7: Curva de demanda promedio de la subestación eléctrica Centro Industrial.



8

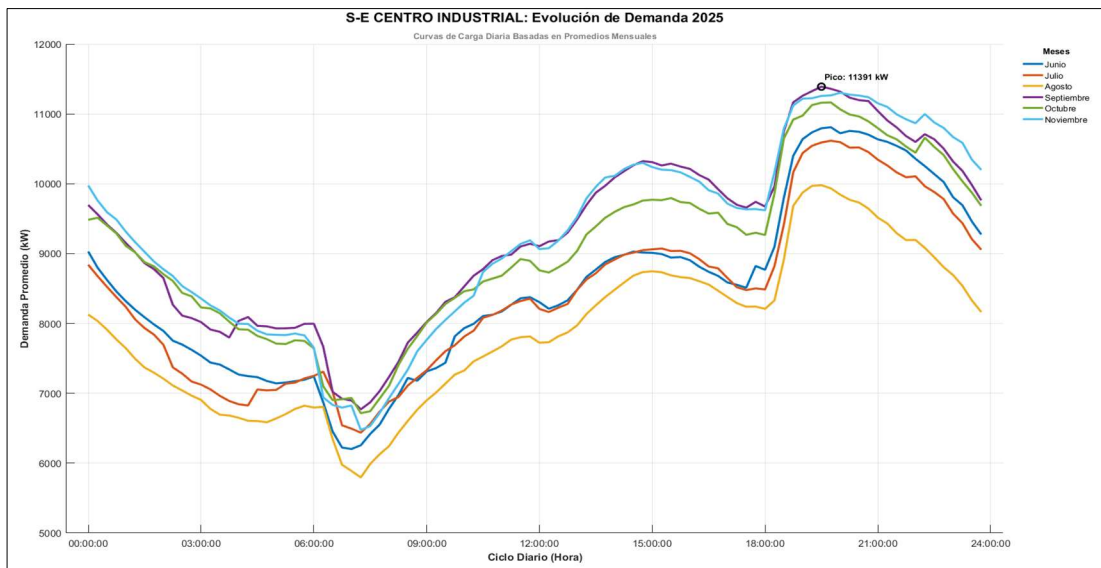
A partir de dichos registros se identificó un valor máximo de demanda de 10 862 kW y un promedio de 8 729 kW. El valor mínimo diario se presenta entre las 6:00 y las 8:00, con aproximadamente 6 500 kW, seguido de un aumento marcado a partir de las 18:00. Posteriormente, la carga empieza a disminuir desde las 20:00, para finalmente iniciar el nuevo día con un valor cercano a 9 100 kW.

⁸ Consumo de energía eléctrica en la subestación eléctrica dentro de mediados del año 2024 y 2025.

2.2.Evolución de la demanda

Bajo el mismo criterio utilizado para la obtención de la representación de la demanda del año 2024, se elaboró la caracterización de la demanda correspondiente al año 2025, a partir de la curva presentada en el literal anterior. En esta proyección se observó un incremento mensual de la carga, que equivale aproximadamente a un crecimiento anual del 3%.

Figura 8: Proyección de demanda eléctrica en el año 2025



9

En cada mes se evidenció un aumento progresivo de la demanda, sin embargo, patrones de comportamiento similares, como el intervalo comprendido entre las 6:00 y las 8:00 am, continúa siendo el de menor demanda en el sector de Babahoyo, mientras que la jornada se inicia con una potencia mayor a la estudiada presentada anteriormente, siendo de 9 100 kW, mientras que en 2025 corresponde a 10 000 kW.

⁹ Proyección de los datos brindados para obtener el comportamiento anual de la demanda en los próximos años sujetos a estudios.

2.3. Curva de vida útil térmico

Se inició el estudio de la estimación de la vida útil del transformador, es necesario describir el comportamiento térmico, ya que este condiciona directamente el proceso de envejecimiento del equipo.

En este análisis adquieren relevancia los denominados puntos calientes o Hot Spot, los cuales corresponden a zonas internas donde la temperatura es superior al promedio. Su aparición se debe a una distribución no uniforme del calor dentro del transformador, lo que genera concentraciones térmicas que aceleran el deterioro del sistema de aislamiento considerado en el presente estudio.

Cuando se produce un Hot Spot, la relación entre la vida útil del transformador y la temperatura se ve afectada, dando lugar a un factor de aceleración del envejecimiento asociado a dicha irregularidad en la distribución térmica. Este efecto se cuantifica mediante un factor de aceleración del envejecimiento, el cual se expresa a través de la siguiente fórmula:

$$F_{AA} = e^{\left(\frac{15000}{383} - \frac{15000}{\theta_H + 273}\right)}$$

Ec. 1: Factor de aceleración del envejecimiento.

Donde se tiene que: θ_H , es la temperatura Hot Spot en °C.

Cuando el valor de este factor de envejecimiento es igual a 1, se interpreta que el bobinado alcanza una temperatura superior a 110 °C, considerada como el punto más caliente del devanado. En cambio, valores inferiores a 1 indican que la temperatura del arrollamiento se mantiene por debajo de 110 °C [12].

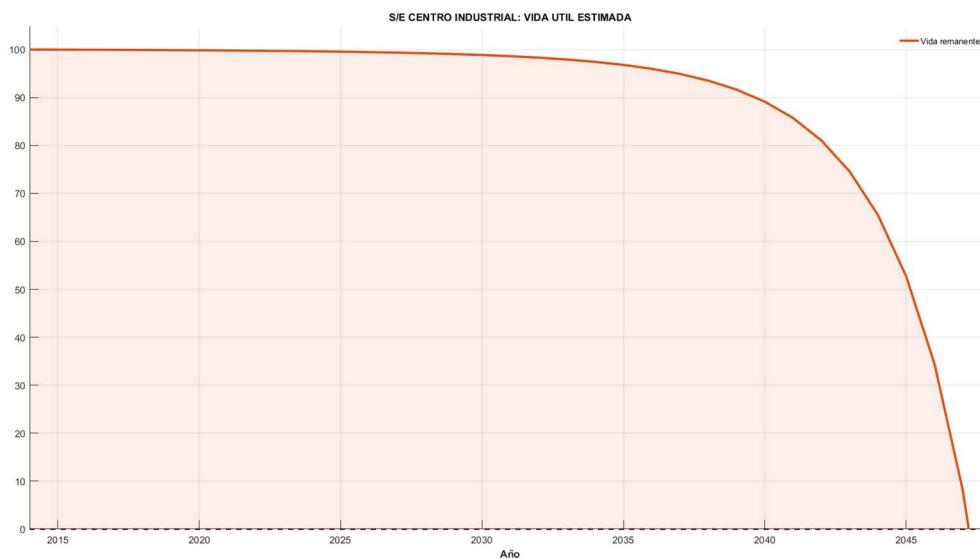
La estimación de la vida útil debida al efecto de la temperatura depende de tres parámetros principales, A, B y temperatura Hot Spot, empleados en la ecuación de reacción de Arrhenius, que se presenta a continuación:

$$\text{Per Unit Life} = A \cdot e^{\left(\frac{B}{\theta_H + 273}\right)}$$

Ec. 2: Estimación de vida útil en p.u.

Las constantes A y B representan la energía necesaria para que se produzca la reacción de degradación del aislamiento y se toman como referencia de la norma IEC 60076-7:2018. En dicha normativa se adopta A con un valor de $9,80 \times 10^{-1}$, mientras que B de valor 150000, la cual, se asocia al número de horas de vida útil disponible, expresadas en días, para una temperatura de referencia de 110 °C.

Figura 9: Curva de vida útil estimada del transformador.



¹⁰ Curva de vida útil de transformador, en base a un análisis térmico.

La estimación se realiza tomando como referencia la fecha de puesta en servicio del transformador de potencia de la S/E Centro Industrial, es decir, el año 2014. A partir de este punto inicial de operación se calculó la vida útil remanente, con un valor aproximado de 38 años de vida útil para el equipo.

El comportamiento descendente de la curva de vida remanente, visiblemente acentuado en los últimos años proyectados, es una consecuencia directa del perfil de carga creciente de la S/E Centro Industrial, la relación no lineal entre la carga y la degradación térmica del aislamiento.

A medida que la demanda de potencia aumenta año tras año, la cual está impulsada por la expansión natural de la actividad industrial y la incorporación de nuevas cargas, la temperatura de operación del transformador se eleva.

Según el modelo de Arrhenius Ec. 2, pequeños incrementos en la temperatura de operación generan un aumento exponencial en la velocidad de envejecimiento, lo que explica el aceleramiento en la pérdida de vida útil observado en la etapa final de la proyección.

Tabla 2: *Tabla de datos correspondientes a envejecimiento tanto anual, acumulado y vida acumulada.*

Año	Envejecimiento anual	Envejecimiento acumulado	Vida útil Acumulada
2014	0.017174	0.017174	99.983
2015	0.019135	0.036310	99.964
2016	0.021427	0.057736	99.942
2017	0.024118	0.081854	99.918
2018	0.027294	0.109150	99.891
2019	0.031062	0.140210	99.860
2020	0.035556	0.175770	99.824
2021	0.040947	0.216710	99.783
2022	0.047451	0.264160	99.736
2023	0.055345	0.319510	99.680

2024	0.064987	0.384500	99.616
2025	0.076838	0.461330	99.539
2026	0.091501	0.552840	99.447
2027	0.109770	0.662610	99.337
2028	0.132690	0.795290	99.205
2029	0.161650	0.956940	99.043
2030	0.198510	1.155400	98.845
2031	0.245800	1.401300	98.599
2032	0.306940	1.708200	98.292
2033	0.386600	2.094800	97.905
2034	0.491250	2.586000	97.414
2035	0.629880	3.215900	96.784
2036	0.815070	4.031000	95.969
2037	1.064600	5.095600	94.904
2038	1.403700	6.499300	93.501
2039	1.868800	8.368100	89.120
2040	2.512100	10.880000	84.851
2041	3.410200	14.290000	82.143
2042	4.675400	18.966000	81.034
2043	6.473800	25.440000	74.560
2044	9.053800	34.494000	65.506
2045	12.789000	47.282000	52.718
2046	18.246000	65.528000	34.472
2047	26.291000	91.819000	8.181
2048	38.259000	130.080000	-30.078

2.3.1. Envejecimiento estimado

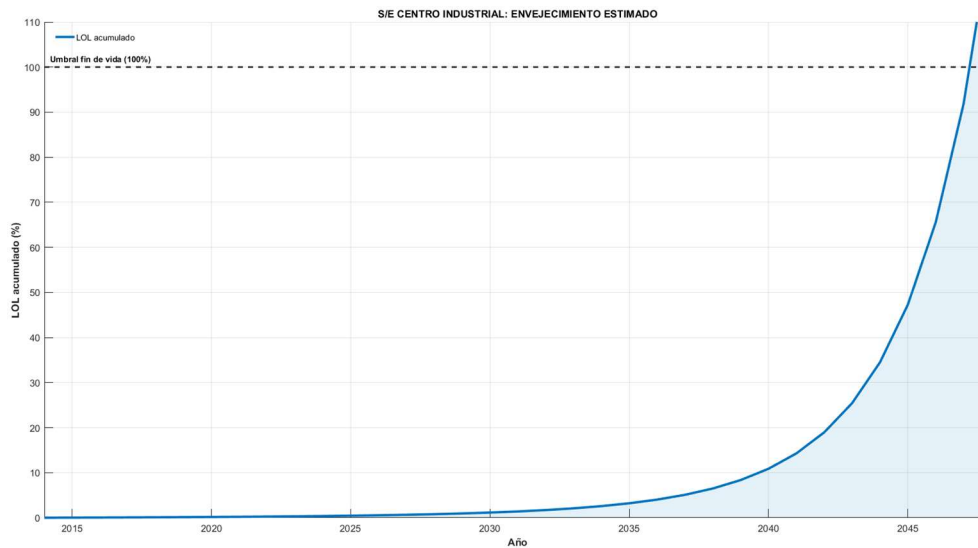
El envejecimiento del transformador se definió a partir del análisis térmico mostrado en la Figura 9, se presenta la ecuación de envejecimiento:

$$\% \text{Envejecimiento (LOL acumulado)} = 100 - \% \text{Vida útil}$$

Ec. 3: Envejecimiento de transformador.

¹¹ Valores de esperanza de vida conforme a los años de operación del transformador.

Figura 10: Curva de envejecimiento estimado del transformador.



12

Que a partir de dicho estudio se observó que, hacia el año 2035, la curva de envejecimiento presentaba un incremento exponencial que reducía de manera significativa la esperanza de vida del equipo, de modo que para el año 2040 el transformador disponía únicamente de seis años antes de considerarse obsoleto.

2.4. Curva de vida útil de compuestos furánicos

Se relacionaron los análisis de aceite del transformador con los datos de contenido de furanos, con el fin de obtener una aproximación más precisa de la relación entre el grado de polimerización del aislamiento y dichos compuestos. A partir de esta correlación se estableció la vinculación entre ambas variables mediante la siguiente ecuación [13]:

¹² Curva de envejecimiento estimado en base a un análisis térmico realizado en el anterior apartado.

$$DP = C_0 + a \cdot \log(CO) + b \cdot \log(CO_2) + c \cdot \log(\text{total furanos}) + d \cdot \log(2FAL) + e \cdot \log(2\text{Acetil-furano}) + f \cdot \log(5\text{Metil-2FAL})$$

Ec. 4: Ecuación de grado de polimerización.

Donde se define como:

- ❖ CO: Concentración de monóxido de carbono.
- ❖ CO2: Concentración de dióxido de carbono.

Como la totalidad de contenido furano, y de sus partes, como 2-FAL, 2 Acetil-furano, 5-Metil-2FAL, mientras que las demás C_0 y a , corresponden a constantes que se pueden obtener de la siguiente forma:

Tabla 3: Valores de concentración de compuestos furanos.

Compuesto	Coefficientes de correlación: C_{ci}
Total furanos	0.782
CO	0,792
CO2	0,715
2FAL	0,776
2 Acetil-furano	0,752
5 Metil-2Fal	0,755

Nota. Se presenta la tabla de constantes para el cálculo de coeficientes del grado de polimerización.

$$C_0 = \omega_1 \times a + \omega_2 \times b + \omega_3 \times c + \omega_4 \times d + \omega_5 \times e + \omega_6 \times f$$

Ec. 5: Ecuación de coeficientes de grado de polimerización.

$$\omega_i = \frac{C_{ci}}{\sum_{i=1}^6 C_{ci}}$$

Ec. 6: Ecuación de coeficiente de correlación normalizado.

$$a = \omega_1 \times a_1$$

Ec. 7: Ecuación de ppm de CO.

Los coeficientes de la Ec. 5 se obtienen a partir de la Ec. 7, usando los rangos de la Tabla 4. Mientras que los coeficientes de correlación normalizados usados parten del estudio [14], siendo representado en la Tabla 3.

Tabla 4: Rango de partes por millón correspondiente a cada compuesto furánicos.

Rango de PPM						
Co	a (CO)	b (CO2)	c (Total furanos)	d (2 – FAL)	e (2 Acetil-furano)	f (5 Metil-2Fal)
-	30 a 400	219 a 4000	40 a 1900	10 a 1700	2 a 32	4 a 67

13

Obtenido las constantes, y junto a las concentraciones de compuestos bajo una distribución normal, se determina la vida útil de transformador.

Tabla 5: Tabla de datos correspondientes a envejecimiento grado de polimerización.

Año	DP	Envejecimiento_CF_%	Vida_util_restante_%
2014	1100.00	0.82247	100
2015	1094.00	0.82247	99.178
2016	1088.80	0.84065	99.159
2017	1084.50	1.16510	98.835
2018	1080.20	1.48720	98.513

¹³ Rangos permitidos de ppm de compuestos furanos en un transformador de potencia.

2019	1076.00	1.80960	98.190
2020	1058.90	3.12300	96.877
2021	1051.50	3.70020	96.300
2022	1041.30	4.49610	95.504
2023	1029.90	5.39770	94.602
2024	1016.80	6.44650	93.553
2025	985.44	9.01810	90.982
2026	970.01	10.31200	89.688
2027	946.23	12.34800	87.652
2028	916.49	14.96600	85.034
2029	892.05	17.18200	82.818
2030	868.19	19.40600	80.594
2031	839.43	22.16800	77.832
2032	811.37	24.95600	75.044
2033	783.42	27.83000	72.170
2034	756.29	30.72100	69.279
2035	726.46	34.02100	65.979
2036	695.38	37.60600	62.394
2037	667.38	40.97500	59.025
2038	637.73	44.70200	55.298
2039	607.09	48.73900	51.261
2040	577.99	52.76700	47.233
2041	549.20	56.95700	43.043
2042	520.26	61.39700	38.603
2043	493.01	65.80900	34.191
2044	466.88	70.27400	29.726
2045	439.60	75.21000	24.790
2046	413.88	80.15400	19.846
2047	390.36	84.95200	15.048
2048	370.48	89.23700	10.763
2049	353.44	93.10000	6.900
2050	337.52	96.87800	3.122
2051	325.72	99.79600	0.204
2052	312.26	103.26000	-3.258
2053	298.61	106.92000	-6.922

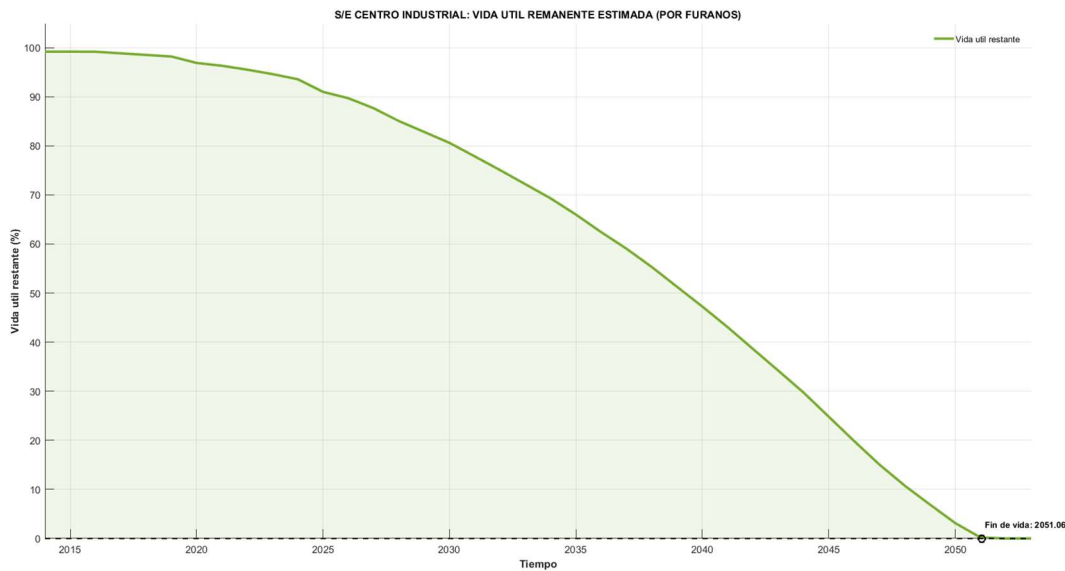
¹⁴ Tablas de vida útil del grado de polimerización del transformador.

$$\% \text{ vida útil } (CF) = 100 - \left[\left(20.5 \cdot \ln \left(\frac{1100}{DP} \right) \right) \cdot \frac{100}{25} \right]$$

Ec. 8: Ecuación de vida útil de transformador bajo un grado de polimerización.

Con la curva obtenida podemos determinar la tendencia de envejecimiento, ante la presencia de compuesto furanos, que posteriormente será de utilidad para determinar la evolución del grado de polimerización.

Figura 11: Curva de vida útil del transformador por compuestos furánicos.



2.4.1. Envejecimiento por compuestos furánicos

En el apartado anterior se estimó la esperanza de vida del transformador de potencia de la subestación Centro Industrial, mediante una distribución normal de concentración de los

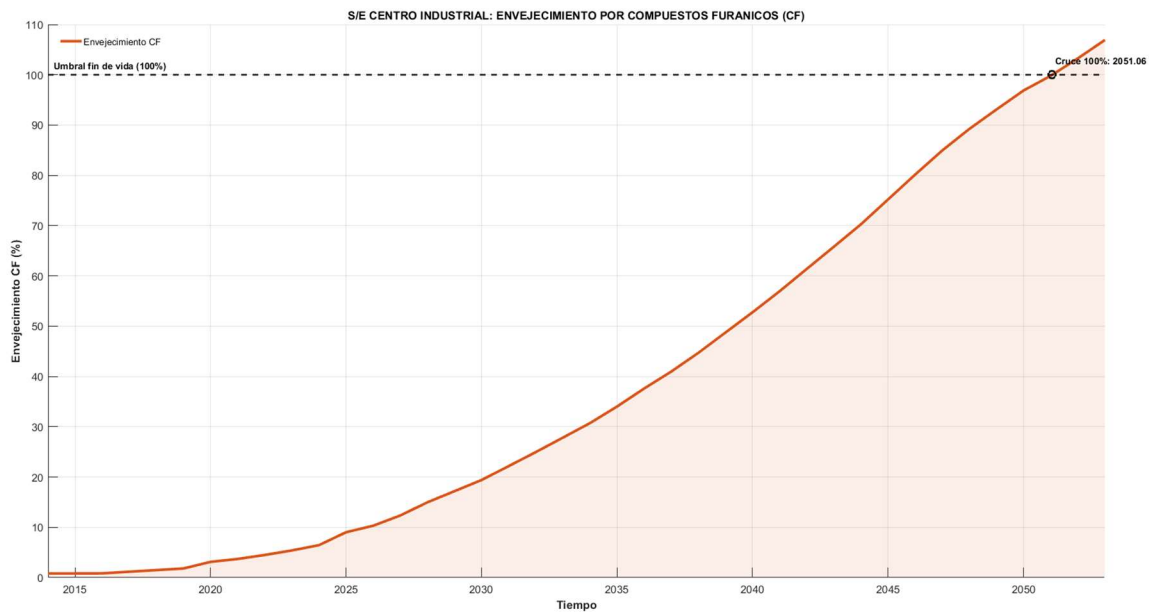
¹⁵ La curva de vida útil del transformador por compuestos furánicos en base a la ecuación planteada.

compuestos furanos, y sus límites de partes por millón. De modo que se puede obtener el envejecimiento del transformador bajo la misma filosofía de la Ec. 3.

$$\% \text{ Envejecimiento } (CF) = \left[\left(20.5 \cdot \ln \left(\frac{1100}{DP} \right) \right) \cdot \frac{100}{25} \right]$$

Ec. 9: Ecuación de envejecimiento por compuesto furanos.

Figura 12: Curva de envejecimiento por compuestos furánicos



2.5. Evolución de humedad en el transformador

La evolución de la humedad en el transformador yace de las altas temperaturas debido a la cargabilidad. A partir de los subproductos descritos en el marco teórico se tiene una afectación al papel aislante del transformador y uno de ellos es la humedad.

¹⁶ Curva de vida de envejecimiento por compuestos furánicos en base a la ecuación planteada.

Para la estimación se basó en el modelo matemático de Emsley [15], su ecuación se basa en un modelo dinámico de segundo orden para la degradación del papel aislante bajo condiciones variables de condiciones de humedad y oxígeno.

Este modelo dinámico, integra el estado inicial y final del grado de polimerización, representando la velocidad de reacción ante una temperatura en específico, de modo que se puede vincular con la Ec. 2, y obtener la Ec. 10.

$$L_{años} = \frac{t_{vida}}{24 \times 365} = \frac{\left(\frac{1}{DP_{end}} - \frac{1}{DP_{start}} \right)}{A \cdot e^{-\frac{E_a}{R \cdot T}} \cdot 8760}$$

Ec. 10: Ecuación de humedad en el aislamiento.

Donde DP_{end} corresponde al grado de polimerización final limite, mientras que DP_{start} es el grado de polimerización del estado actual, por otra parte, A es un factor que depende de la humedad/oxígeno existente en el papel.

Según Emsley, el valor del factor de humedad/oxígeno:

Figura 13: Valores de humedad/oxígeno según Emsley.

Contenido de Humedad (Condición del papel)	Parámetro A (Factor Pre-exponencial)
Seco	1.07×10^8
1.0 %	3.05×10^8
1.5 %	6.27×10^8
2.0 %	7.80×10^8
3.0 %	2.03×10^9
4.0 %	3.65×10^9

¹⁷ Condiciones de humedad que se pueden presentar en el papel aislante y su factor pre exponencial.

La variable R corresponde a la constante universal de gases, 8.314 J/(mol K), mientras que T, es la temperatura correspondiente del punto caliente o Hot Spot, y Ea corresponde a la constante de energía de activación de la degradación, 111kj/mol, debido al intercambio de energía por las altas temperaturas.

Figura 14: Evolución de la humedad en el papel aislante del transformador

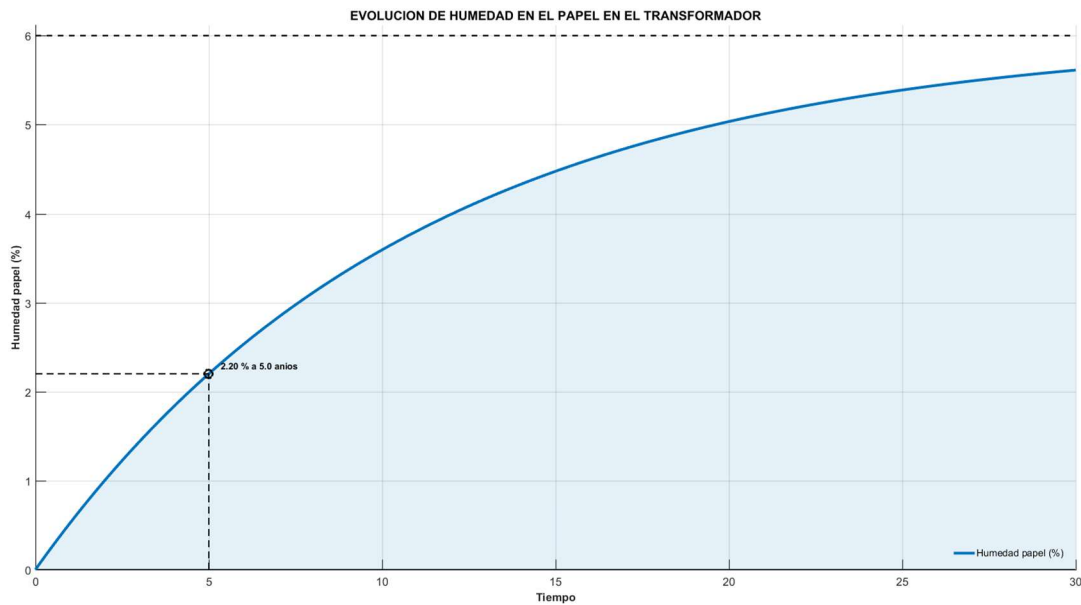


Tabla 6: Tabla de datos correspondientes a la humedad presente en el transformador de potencia.

Año_desde_0	Humedad_papel_pct
0	0
1	0.52382
2	1.0019
3	1.4383

¹⁸ Evolución de la humedad en el transformador.

4	1.8365
5	2.2021
6	2.5318
7	2.8345
8	3.1109
9	3.3631
10	3.5933
11	3.8034
12	3.9952
13	4.1702
14	4.33
15	4.4758
16	4.6088
17	4.7303
18	4.8411
19	4.9423
20	5.0347
21	5.1189
22	5.1959
23	5.2661
24	5.3301
25	5.3886
26	5.442
27	5.4907
28	5.5352
29	5.5758
30	5.6128

De modo que se tiene una humedad acumulada del 5.6128%, sin la aplicación del algún mantenimiento a lo largo del funcionamiento del transformador.

2.6 Relación de humedad y esperanza de vida del transformador

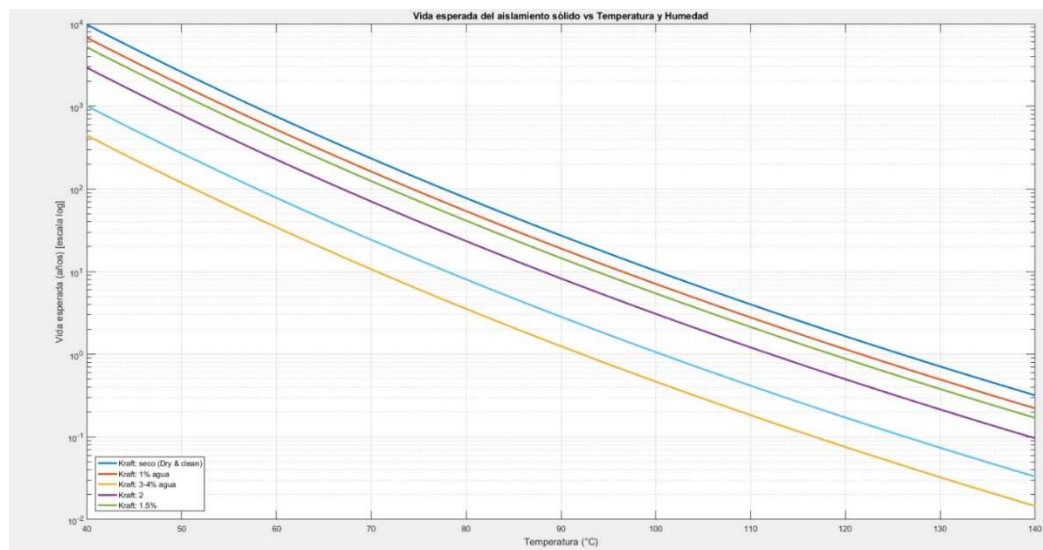
La interpretación del Hot Spot en un análisis de temperatura contra cargabilidad, nos brinda el punto máximo de cargabilidad del transformador de potencia de la subestación Centro Industrial

¹⁹ Presencia de humedad, en el transformador de potencia de la subestación Centro Industrial.

a la que puede operar sin ocasionar una degradación progresiva, el cual corresponde a un 90% de cargabilidad a una temperatura de 94,5°C.

Ante ello, se contempla la degradación del grado de polimerización como la humedad para poder definir el caso más perjudicial, de modo que la humedad ante niveles mayor al 2% reduce drásticamente la vida del transformador como se observa en la Figura 15.

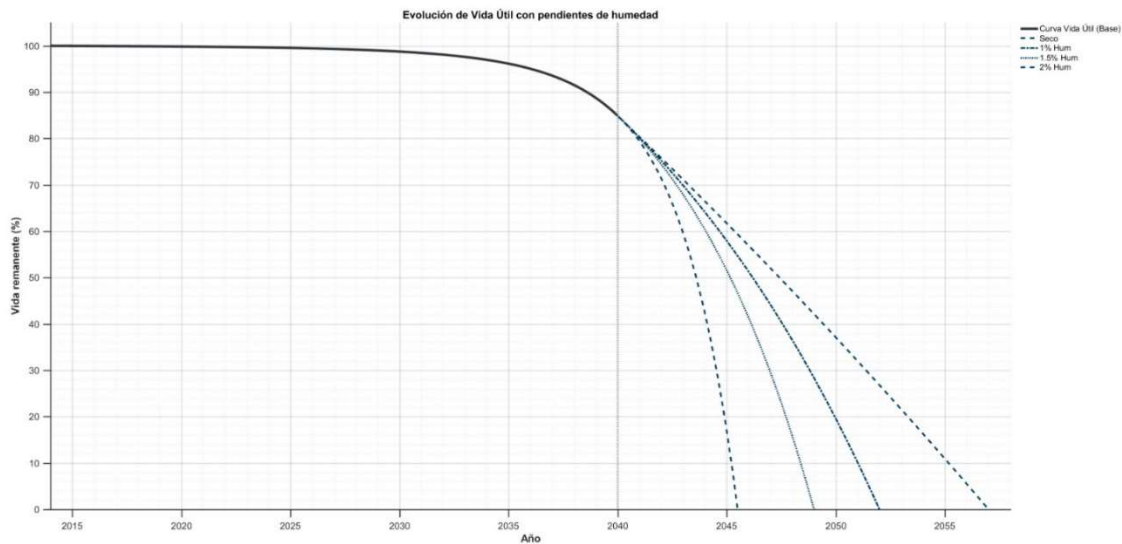
Figura 15: Relación de temperatura y humedad contra la esperanza de vida del transformador.



Definido la cargabilidad en el punto de más caliente, se relacione la curva de vida útil obtenida anteriormente con la presencia de humedad desde el punto de cargabilidad obtenido para representarlo en la Figura 16.

²⁰ Curva de vida útil del transformador ante la presencia de humedad ante la temperatura del transformador.

Figura 16: Evolución de la humedad en la curva de vida útil del transformador.



21

Se opta por el modelado en estado seco para una cargabilidad del 90% debido a que permite evaluar la integridad mecánica del aislamiento celulósico bajo estrés térmico puro. En esta condición, se asume que los protocolos de mantenimiento mantienen la humedad en niveles despreciables, siendo este punto en donde se superponen curvas de humedad desde ese punto, para posteriormente evaluar la aplicación del mantenimiento correctivo con un comportamiento de modelo perfecto, caso 1, o modelo imperfecto, caso 2.

2.7 Análisis de confiabilidad

El estudio se plantea en nivel HL-III, por lo que se modelan explícitamente los componentes de la subestación y alimentadores, con el fin de evaluar indicadores orientados al cliente y a la energía, como frecuencia y duración de interrupciones y energía no suministrada.

²¹ Curva de vida útil ante distintos porcentajes de humedad en el aislamiento.

En primer lugar, se presenta la formulación probabilística del tiempo hasta la falla T de cada componente, tratado como variable aleatoria continua con función de distribución $F(t)$, confiabilidad $R(t)$ y tasa de falla $\lambda(t)$ [16].

La confiabilidad se define como:

$$R(t) = P(T > t) = 1 - F(t)$$

Ec. 11: Definición de confiabilidad

Mientras que la tasa de falla instantánea se expresa como:

$$\lambda(t) = f(t)/R(t),$$

Ec. 12: Tasa de falla instantánea

La Ec. 12, interpretándose como la probabilidad condicional de que el componente falle en $[t, t + dt]$ dado que estaba operativo en t .

Para el transformador de potencia se emplean modelos de vida útil basados en las guías IEC 60076-7 e IEEE Std C57.91, que relacionan la temperatura de punto caliente con el envejecimiento térmico del aislamiento papel-aceite mediante un factor de aceleración tipo Arrhenius [17]. A partir de este factor se construye una tabla anual de vida remanente y envejecimiento acumulado en función del perfil de carga real de la subestación, complementada con un modelo logarítmico que vincula el grado de polimerización del papel con los compuestos furánicos y gases disueltos, obteniéndose así curvas de vida útil del transformador.

Para los demás equipos primarios (barras, seccionadores e interruptores en 69 kV y 13,8 kV), el capítulo emplea información histórica de CNEL EP: número de fallas, número de unidades y periodo de observación.

Tabla 7: Información histórica sobre las fallas en los últimos 6 años

SUBESTACION CENTRO INDUSTRIAL		
69KV		
SECCIONADORES		
TIPO DE SECCIONADOR	TOTAL DE SECCIONADORES	TOTAL DE FALLAS
SECCIONADOR DE LINEA	2	1
SECCIONADOR DE TIERRA	0	0
TOTAL	2	1
13,8KV		
SECCIONADORES		
TIPO DE SECCIONADOR	TOTAL DE SECCIONADORES	TOTAL DE FALLAS
SECCIONADOR DE LINEA	15	4
SECCIONADOR DE TIERRA	4	1
TOTAL	19	5
DISYUNTORES		
TIPO DE DISYUNTOR	TOTAL DE DISYUNTORES	TOTAL DE FALLAS
69 KV	1	0
13,8KV	4	1
BARRAS		

TIPO DE BARRAS	TOTAL DE BARRAS	TOTAL DE FALLAS
69 KV	1	0
13,8KV	1	1
PERIODO DE ANÁLISIS EN AÑOS	6	

22

La tasa de falla media anual se estima como [18]:

$$\hat{\lambda} = \frac{N_{fallas}}{N_{equipos} \cdot T_{obs}}$$

Ec. 13: Tasa de fallas media anual

Junto con el tiempo medio de reparación *MTTR* se obtiene promediando las duraciones de indisponibilidad, de donde se deduce la tasa de reparación.

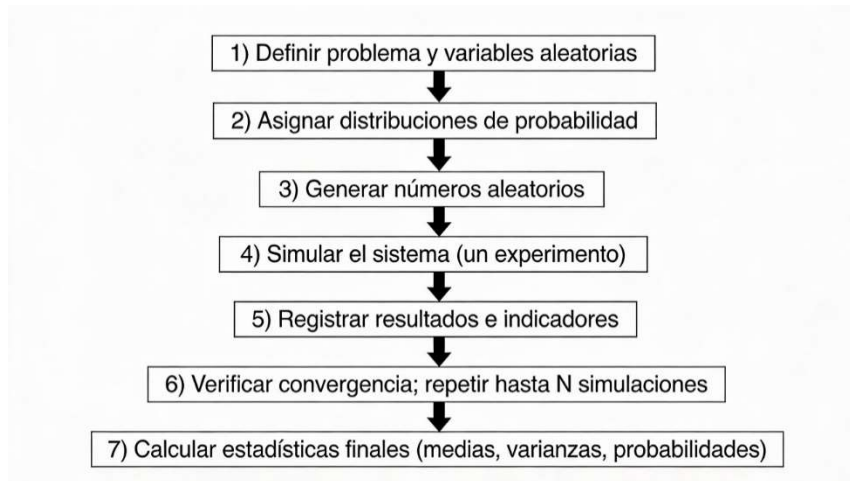
$$\mu = 1/MTTR.$$

Ec. 14: Tasa de reparación media

Estos parámetros λ y μ alimentan modelos de dos estados, sea operativo o fuera de servicio, en un esquema de simulación de Monte Carlo para las barras, seccionadores e interruptores.

²² Resumen del histórico de fallas de los equipos de la S/E Centro Industrial.

Figura 17: *Flujograma del algoritmo de Método de Montecarlo.*



Una vez aplicada la metodología con respecto a los elementos de la subestación y en base sus datos históricos se tiene los siguientes resultados.

²³ Ruta de desarrollo perteneciente al algoritmo de Método de Montecarlo.

Tabla 8 : Datos del experimento aleatorio

NIVEL DE VOLTAJE	ELEMENTOS	TTF (AÑOS)	TTR (HORAS)	SIMULACION
69 KV	SECCIONADOR	39,7165	6,3137	347922,64
	DISYUNTOR	12,6631	4,5673	110932,99
	BARRAS	3,3189	12,2005	29086,17
13,8 KV	SECCIONADOR	23,2189	2,2715	203399,50
	DISYUNTOR	24,3131	11,0339	212993,59
	BARRAS	5,9655	5,9986	52264,12

La energía no suministrada (ENS) se introduce como índice de impacto energético de las fallas, calculándose como la suma, sobre todos los eventos simulados, del producto entre la potencia interrumpida y la duración de la interrupción.

²⁴ Resumen de resultados obtenidos ante aplicación del método de Montecarlo.

Capítulo 3

3. Resultados y análisis

En este capítulo se analizan los resultados obtenidos a partir del modelo de variabilidad de humedad en el transformador de potencia y de la simulación de su envejecimiento térmico bajo distintas estrategias de mantenimiento basado en condición.

Se consideran dos casos de estudio: un esquema de mantenimiento perfecto y un esquema de mantenimiento imperfecto, aplicados sobre el mismo transformador y sobre la misma curva de humedad variable en el tiempo.

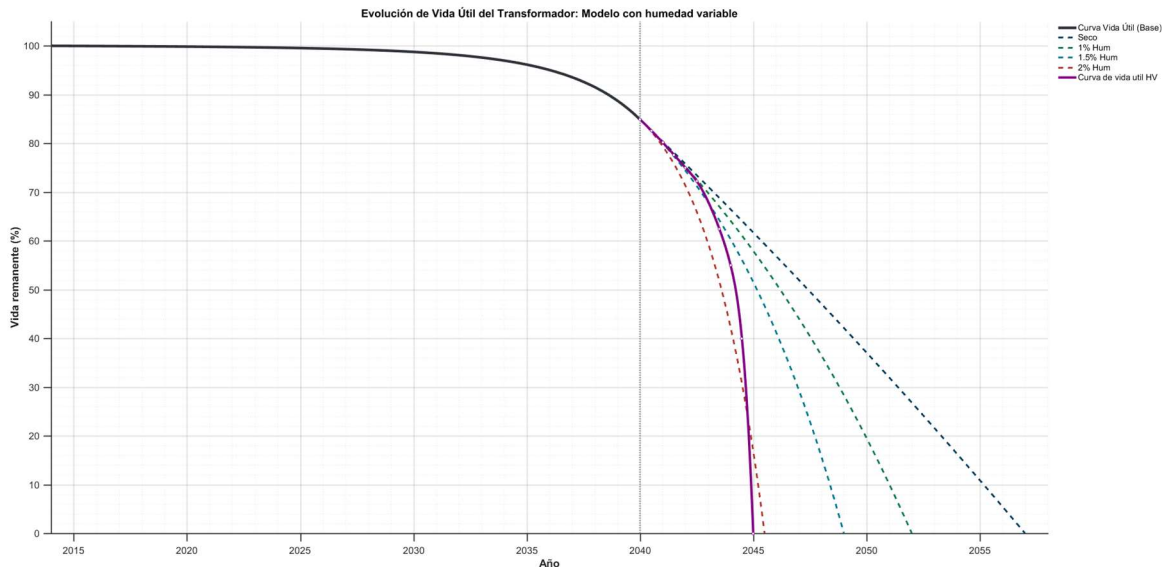
3.1. Caso base: evolución de la vida útil con humedad variable

Como punto de partida se emplea el modelo que combina el comportamiento térmico del transformador (cargabilidad) con un modelo de variación de la humedad en el aislamiento a lo largo del tiempo.

Este modelo permite visualizar el efecto directo de la humedad variable sobre la vida útil del transformador, partiendo de un estado inicial y siguiendo su deterioro hasta el fin de vida definido en función de la pérdida acumulada de vida.

De acuerdo con la curva obtenida, desde el inicio del horizonte de estudio hasta que el transformador alcanza su fin de vida transcurren aproximadamente 5 años bajo la condición de humedad variable considerada y sin aplicación de una estrategia explícita de mantenimiento basado en condición. Este caso base sirve como referencia para cuantificar el beneficio de los escenarios de mantenimiento perfecto e imperfecto analizados a continuación.

Figura 18: Evolución de vida útil del transformador ante humedad variable.



25

Quedando como resultado que un modelo en el que se visualiza como afecta en la vida útil del transformador el efecto de la humedad variante en el tiempo. En donde se proyecta que desde donde empieza el modelo hasta donde termina su vida útil, transcurren 5 años.

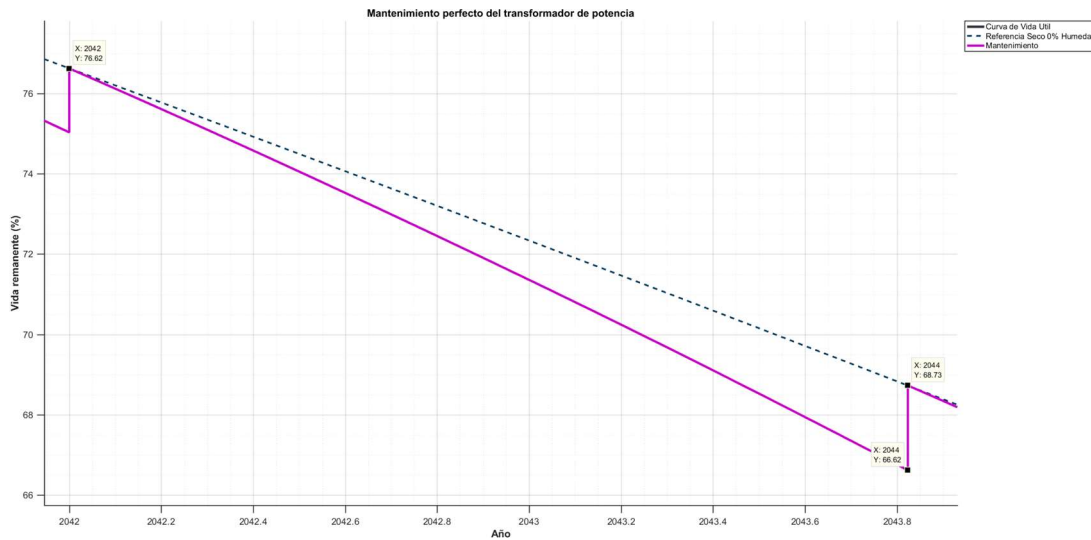
3.2. Escenario con mantenimiento basado en condición perfecto

En el primer escenario se evalúa un mantenimiento basado en condición de tipo perfecto, es decir, un mantenimiento que devuelve al transformador a un estado cercano a su condición original o “seca”, restaurando de forma apreciable su capacidad de vida remanente.

La premisa adoptada es que cada vez que el transformador alcanza un umbral de pérdida de vida del 10%, se ejecuta un mantenimiento integral orientado a recuperar parte de la vida útil consumida.

²⁵ Curva de vida útil del transformador con proyecciones de humedad.

Figura 19: Comportamiento de mantenimiento perfecto en la estimación de vida útil.



26

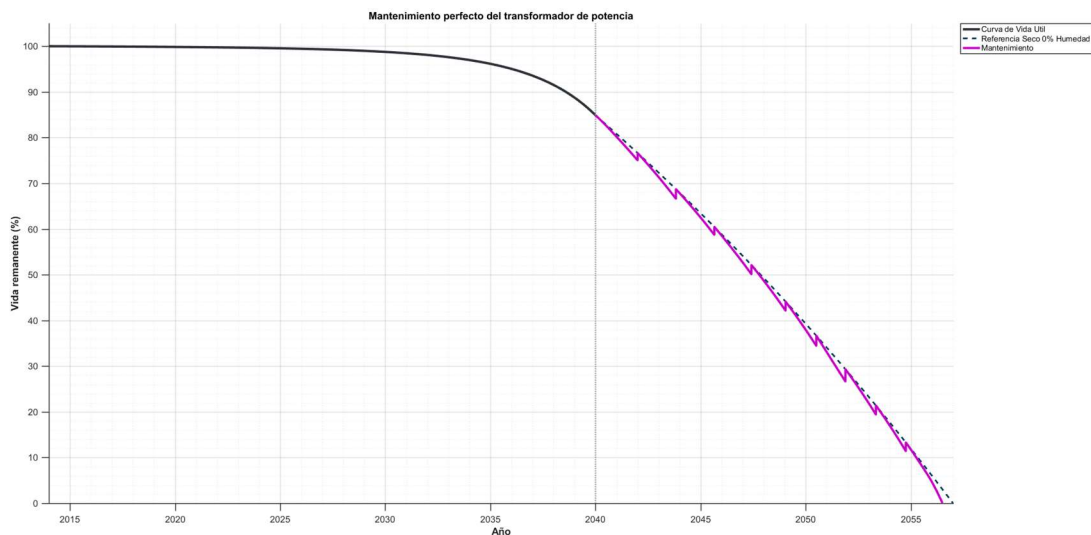
En este mantenimiento integral se consideran acciones tales como el reemplazo de bushings, el cambio de empaques y el filtrado del aceite, entre otras intervenciones típicas de acondicionamiento mayor de transformadores de potencia.

Estas actividades mejoran el estado del aislamiento y de los componentes asociados, permitiendo recuperar una fracción de la vida útil y reducir temporalmente el efecto acumulativo del envejecimiento. En el modelo propuesto se fija una tasa de pérdida de vida de 10% como criterio de disparo del mantenimiento, y se asume que, cuando se alcanza este valor y se interviene el equipo, se recupera aproximadamente un 2,1% de vida útil.

²⁶ Modelo perfecto de mantenimiento aplicado al caso de estudio del transformador de potencia de S/E Centro Industrial.

Esta recuperación se traduce en una extensión adicional de alrededor de 6 meses en la vida del transformador por cada intervención, de acuerdo con la relación entre porcentaje de vida remanente y tiempo equivalente en el horizonte de simulación.

Figura 20: Resultados de caso 1, mantenimiento perfecto en el transformador.



A lo largo del estudio, el mantenimiento perfecto se aplica en aproximadamente 9 ocasiones, en las cuales se ejecutan las sustituciones de piezas, el tratamiento del aceite y las demás acciones de reacondicionamiento definidas.

Como resultado, el mantenimiento perfecto logra prolongar la vida del transformador en cerca de 16,5 años respecto del caso base, situando el fin de vida apenas 0,5 años por debajo del límite teórico asociado al estado ideal, la cual es, cuando la condición es prácticamente seca.

²⁷ Mantenimiento de reposición/repación perfecta, se tiene el comportamiento de la vida útil de transformador.

Tabla 9: Datos de vida remanente ante un mantenimiento previo.

Salto #	X (año)	Y_low (fin tramo)	Y_high (inicio tramo sig.)
1	2042,000	75,03	76,62
2	2043,824	66,62	68,73
3	2045,650	58,72	60,47
4	2047,413	50,10	52,12
5	2049,037	42,13	44,13
6	2050,498	34,44	36,67
7	2051,885	26,62	29,32
8	2053,335	19,39	21,39
9	2054,757	11,39	13,31

Los saltos de vida remanente asociados a cada intervención de mantenimiento perfecto, mostrando el año en que se produce el mantenimiento, así como los valores de vida remanente al final de cada tramo y al inicio del siguiente.

²⁸ Vida del transformador ante la aplicación de mantenimiento “perfecto”, caso 1.

Como se observa en la imagen, Figura 20. Se fija una tasa de pérdida de vida del equipo en 10%, el cual, cuando llega a ese valor y se aplica mantenimiento se recupera 2.1% de vida útil lo cual se traduce en aproximadamente 6 meses que se alarga la vida del equipo.

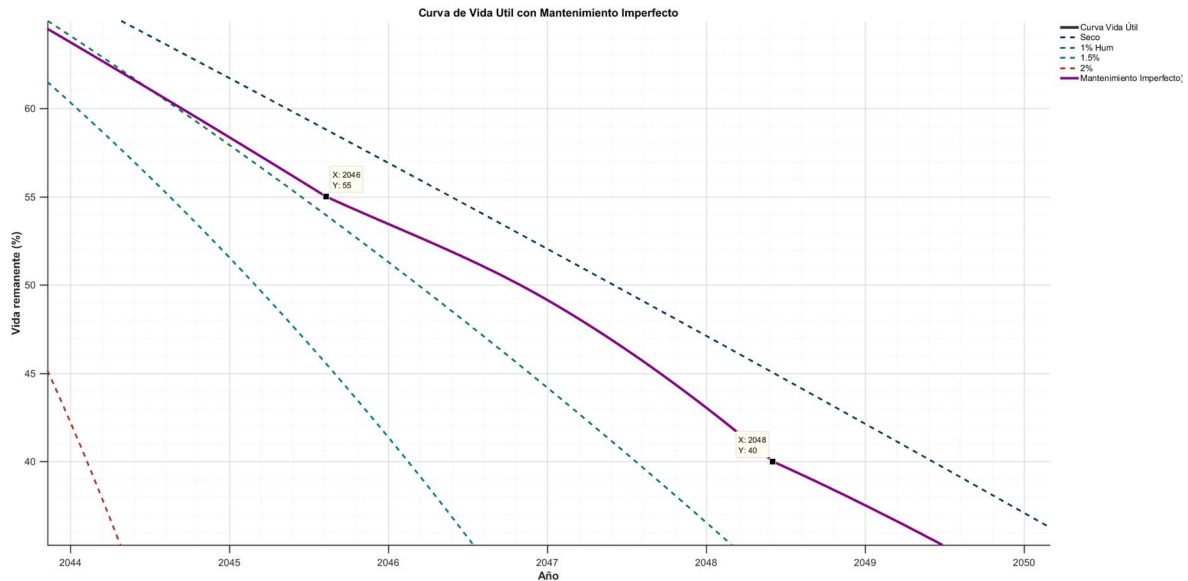
Estos resultados evidencian que el mantenimiento perfecto no solo extiende de manera significativa la vida útil total del equipo, sino que mantiene la vida remanente en niveles relativamente altos tras cada intervención, reduciendo el riesgo de alcanzar condiciones críticas de envejecimiento prematuro.

3.3. Escenario con mantenimiento basado en condición imperfecto

En el segundo escenario se considera la aplicación de un mantenimiento basado en condición imperfecto sobre el mismo transformador y bajo la misma curva de humedad variable en el tiempo.

En este caso se plantea un esquema con menor utilización de recursos, donde no se contempla la reparación o el reemplazo de componentes principales, sino únicamente intervenciones que permiten extender el tiempo operativo del equipo sin restaurar plenamente su condición original.

Figura 21: Comportamiento de mantenimiento imperfecto vida útil del transformador.



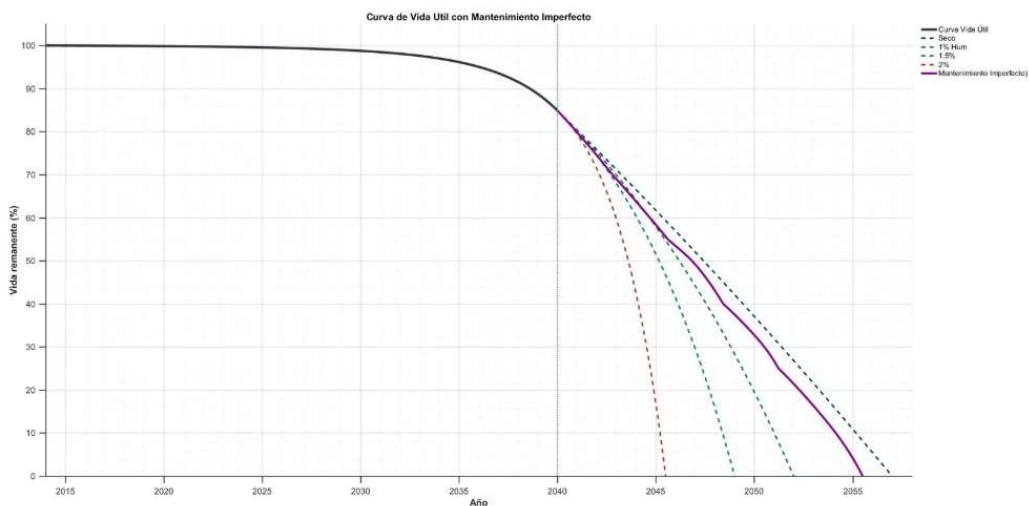
29

Bajo este enfoque, el mantenimiento imperfecto no recupera de forma significativa la vida útil consumida, sino que actúa principalmente retrasando el ritmo de deterioro y extendiendo la duración del periodo de operación del transformador. En términos prácticos, esto implica que el equipo continúa envejeciendo, pero a una tasa efectiva menor que en el caso base, aun cuando no se realicen reemplazos de partes críticas.

En este escenario se consideran únicamente 5 mantenimientos integrales de la subestación asociados al transformador de potencia, distribuidos a lo largo del horizonte temporal del estudio.

²⁹ Comportamiento del mantenimiento imperfecto en equipos y su afectación en su vida útil.

Figura 22: Curva de vida útil con mantenimiento imperfecto, caso2.



A pesar de limitar el número de intervenciones y del carácter imperfecto del mantenimiento, se obtienen resultados favorables, logrando extender la vida del transformador en aproximadamente 12,8 años respecto del caso base.

La Tabla 10 presenta los puntos clave de la curva de vida remanente bajo mantenimiento imperfecto, indicando el año y el porcentaje de vida remanente asociado a los puntos de inicio, fin e intermedios del horizonte de análisis.

³⁰ Comportamiento de la vida útil del transformador ante la aplicación de mantenimiento imperfecto.

Tabla 10: Resumen de saltos de tiempo de la curva de vida útil del caso 2.

Punto	Año (X)	Vida remanente (%) (Y)	Tipo
1	2040,0000	84,886	Inicio
2	2042,7982	70,000	Intermedio
3	2045,6092	55,000	Intermedio
4	2048,4202	40,000	Intermedio
5	2051,2313	25,000	Intermedio
6	2052,8063	0,000	Fin

Los resultados muestran que, aun con un número menor de intervenciones y sin reemplazo de componentes, el mantenimiento imperfecto permite incrementar de forma importante la vida útil del transformador, alcanzando una extensión de 12,8 años, lo cual resulta especialmente atractivo desde el punto de vista de la optimización de recursos.

Desde el punto de vista de gestión de activos, el escenario de mantenimiento basado en condición de tipo imperfecto resulta operacionalmente más atractivo, porque con un número reducido de intervenciones y sin reemplazo sistemático de componentes principales se consigue prolongar la vida útil del transformador en casi 13 años respecto al caso base.

³¹ Vida del transformador ante la aplicación de mantenimiento “imperfecto”, caso 2.

Este enfoque permite disminuir la frecuencia de mantenimientos mayores, reducir la necesidad de inmovilizar el equipo por largos periodos y optimizar el uso de recursos económicos y logísticos, manteniendo al mismo tiempo un nivel aceptable de riesgo de falla y envejecimiento del aislamiento.

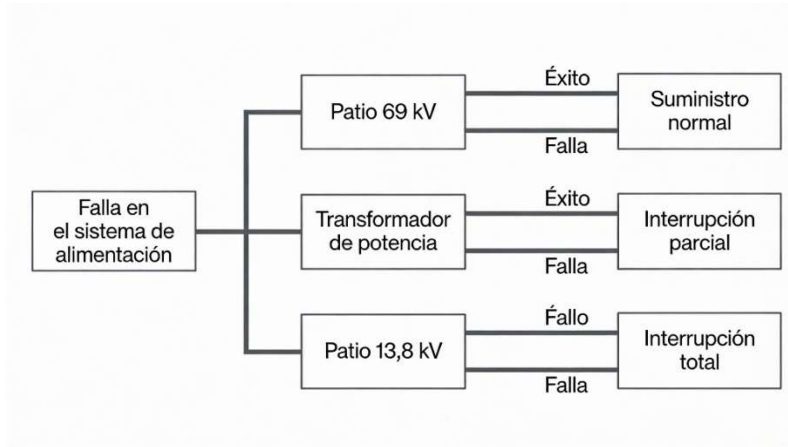
El objetivo central del estudio es minimizar las interrupciones del servicio eléctrico asociadas tanto a intervenciones programadas (mantenimientos) como a contingencias no programadas (fallas forzadas), buscando mejorar los índices de continuidad y reducir la energía no suministrada (ENS) al usuario final.

Sin embargo, al realizar los cálculos de confiabilidad e indisponibilidad se evidencian debilidades inherentes a la configuración de la subestación, ya que el esquema de barra simple no ofrece redundancia de barras ni caminos alternativos de alimentación: una falla en el patio de 69 kV, en el transformador de potencia o en las barras de 13,8 kV puede comprometer el suministro completo.

En estas condiciones, cualquier contingencia en el elemento común de la topología incrementa de forma significativa la indisponibilidad equivalente del sistema y, en consecuencia, la ENS asociada, lo que se traduce en mayores pérdidas económicas para la U.N. Los Ríos por energía dejada de facturar, posibles penalizaciones regulatorias y afectación de la continuidad de sus procesos académicos y administrativos.

Para el cálculo de la confiabilidad de la subestación se utiliza el método de arboles de eventos. Para el caso del transformador se toma como TTF el valor de su vida útil que es 39 años y con respecto al TTR se toma los valores referenciales de la norma IEEE C57.91 que es de 6 h. Con estos valores se puede realizar una simulación completa de la confiabilidad de la subestación

Figura 23: Diagrama conceptual de confiabilidad de S/E.



32

Aplicando:

$$R(\%) = \left(1 - \frac{TTR}{T_{sim}}\right) \cdot 100; Q_f(\%) = 100 - R(\%)$$

Ec. 15: Ecuaciones de Confiabilidad e Indisponibilidad

Tabla 11: Resultados obtenidos bajo ecuaciones de confiabilidad e indisponibilidad.

Nivel	Elemento	TTF (años)	TTR (h)	Simulación (h)	R (%)	Qf (%)
69 kV	Seccionador	39,7165	6,3137	347922,6	99,99819	0,001815
69 kV	Disyuntor	12,6631	4,5673	110933	99,99588	0,004117
69 kV	Barras	3,3189	12,2005	29086,17	96,95805	3,041946
13,8 kV	Seccionador	23,2189	2,2715	203399,5	99,99888	0,001117
13,8 kV	Disyuntor	24,3131	11,0339	212993,6	99,99482	0,00518
13,8 kV	Barras	5,9655	5,9986	52264,12	97,48852	2,511477
—	Transformador	39	6	341646	99,99824	0,001756

33

³² Mapa conceptual que resume las operaciones de confiabilidad simuladas.

³³ Índices de confiabilidad y disponibilidad según el equipo perteneciente a la S/E.

$$R_{69} = \frac{R_{sec} + R_{disy} + R_{barras}}{3} ; R_{13.8} = \frac{R_{sec} + R_{disy} + R_{barras}}{3}$$

Ec. 16: Calculo de Confiabilidad por grupo de elementos

Nivel 69 kV

$$R_{69} = \frac{99,998185 + 99,995883 + 96,95805}{3} = \mathbf{98,984041\%}$$

Ec. 17: Valor de confiabilidad en un nivel de 69kV

Nivel 13,8 kV

$$R_{13.8} = \frac{99,998883 + 99,994820 + 97,48852}{3} = \mathbf{99,16075\%}$$

Ec. 18: Valor de confiabilidad en un nivel de 13.8kV.

3.3.1. Confiabilidad total de la subestación

Como el sistema es una cadena sin redundancia explícita:

$$R_{SE} = R_{69} \cdot R_T \cdot R_{13.8}$$

Ec. 19: Ecuación de redundancia explícita.

$$R_{69} = 0,98984041$$

$$R_T = 0,99998244$$

$$R_{13.8} = 0,9916075$$

$$R_{SE} = 0,98984041 \cdot 0,99998244 \cdot 0,9916075$$

Confiabilidad total:

$$R_{SE} = 0,981516 = 98,1516\%$$

Porcentaje de falla total:

$$Q_f = 100 - R_{SE} = 1,8484\%$$

Ec. 20: Ecuación porcentual de falla total.

Para el cálculo de energía no suministrada se aplican las ecuaciones correspondientes a la normativa de ARCONEL 002-18 en la que establece que el ENS:

$$ENS = Pdemanda \cdot Horas\ fuera\ de\ servicio/año$$

Ec. 21: Ecuación de energía no suministrada.

Si se considera que la demanda pico de la subestación es 8,729 MW se tiene que:

$$ENS = 1413.40\ MWh/año$$

Considerando un costo de venta de energía eléctrica de 0.10 \$/kWh, el precio por energía no suministrada es equivalente a

$$Costo = ENS \times \$/kWh = \$141,339.83$$

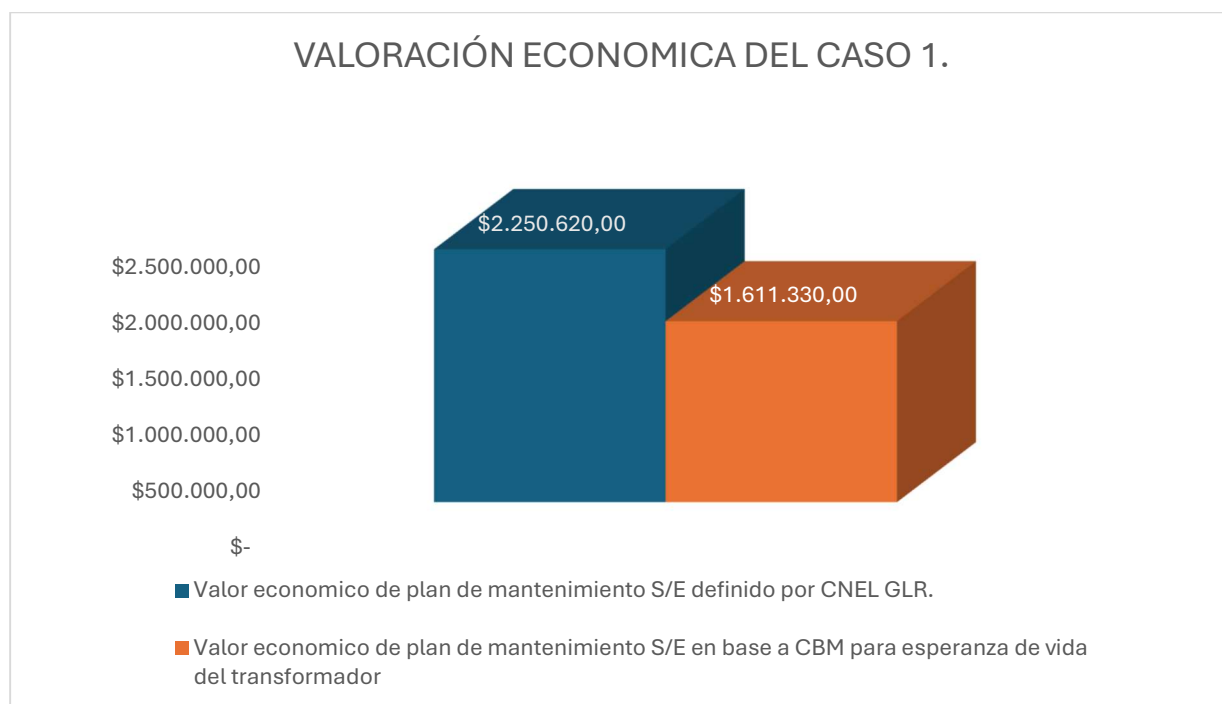
Ec. 22: Ecuación de costo de la energía no suministrada.

3.4. Valoración económica del plan de mantenimiento

3.4.1. Aplicación de mantenimiento perfecto.

En el presente estudio, al comparar el plan de mantenimiento actualmente aplicado por CNEL EP con la estrategia propuesta de mantenimiento perfecto, se estima que, bajo una ejecución ideal, puede alcanzarse un ahorro anual de 14.867,21 USD.

Figura 24: Valoración económica del plan de mantenimiento ante un mantenimiento perfecto.



³⁴ Estimación de mantenimiento acumulado a lo largo de la vida útil del transformador, debido a los años de vida útil del transformador de potencia ante un mantenimiento perfecto.

3.4.2. Aplicación de mantenimiento imperfecto.

Por otro lado, al implementar un esquema de mantenimiento basado en condición que no contempla el reemplazo del equipo, sino únicamente la aplicación de actividades de mantenimiento predictivo sobre el transformador, se estima un ahorro anual de 32.646,15 USD.

Figura 25: Valoración económica del plan de mantenimiento ante un mantenimiento imperfecto.



3.4.3. Proyección de la subestación eléctrica Centro Industrial.

Como mejora a la subestación, se propone la implementación de un esquema de barra doble en el lado secundario, lo que permitirá incrementar la confiabilidad operativa y la continuidad del

³⁵ Estimación de mantenimiento acumulado a lo largo de la vida útil del transformador, debido a los años de vida útil del transformador de potencia ante un mantenimiento imperfecto.

servicio ante fallas o mantenimientos programados. Adicionalmente, se incorpora el análisis del beneficio económico asociado al plan de mantenimiento propuesto, evidenciando una reducción de las pérdidas por energía no suministrada.

En consecuencia, se sugiere realizar una inversión orientada a la modernización de la infraestructura eléctrica, la cual contribuye a mejorar la disponibilidad del sistema y a su vez los costos operativos a lo largo del ciclo de vida de la subestación

Tabla 12: Resumen de tiempo de falla y tiempo de reparación según los equipos de la subestación eléctrica.

Nivel	Elemento	TTF (años)	TTR (h)	Simulación (h)	R (%)	Qf (%)
69 kV	Seccionador	39,7165	6,3137	347922,6	99,99819	0,001815
69 kV	Disyuntor	12,6631	4,5673	110933	99,99588	0,004117
69 kV	Barras	3,3189	12,2005	29086,17	96,95805	3,041946
13,8 kV	Seccionador	20,0353	1,8298	175511,06	99,998957	0,001043
13,8 kV	Disyuntor	14,2468	9,1678	124811,14	99,992655	0,007345
13,8 kV	Barras	3,6872	5,0711	32304,94	99,984302	0,015698
—	Transformador	39	6	341646	99,99824	0,001756

36

$$R_{69} = \frac{R_{sec} + R_{disy} + R_{barras}}{3} ; R_{13.8} = \frac{R_{sec} + R_{disy} + R_{barras}}{3}$$

Nivel 69 kV

$$R_{69} = \frac{99,998185 + 99,995883 + 96,95805}{3} = \mathbf{98,984041\%}$$

³⁶ Tiempos de falla y reparación bajo el nivel de voltaje junto con los equipos instalados.

Nivel 13,8 kV

$$R_{13.8} = \frac{99,998957 + 99,992655 + 99,984302}{3} = \mathbf{99,99197\%}$$

Confiabilidad total de la subestación

Como el sistema es una cadena sin redundancia explícita:

$$R_{SE} = R_{69} \cdot R_T \cdot R_{13.8}$$

$$R_{69} = 0,98984041$$

$$R_T = 0,99998244$$

$$R_{13.8} = 0,9999197$$

$$R_{SE} = 0,98984041 \cdot 0,99998244 \cdot 0,9999197$$

Confiabilidad total:

$$R_{SE} = 0,981516 = 98,97435456\%$$

Porcentaje de falla total:

$$Q_f = 100 - R_{SE} = 1,0256\%$$

$$ENS = P_{demanda} \cdot \text{Horas fuera de servicio/año}$$

Si se considera que la demanda pico de la subestación es 8,729 MW se tiene que:

$$ENS = 784.235706MWh/año$$

Considerando un costo de venta de energía eléctrica de 0.10 \$/kWh, el precio por energía no suministrada es equivalente a

$$\text{Costo} = \text{ENS} \times \$/\text{kWh} = \$78,423.57$$

Al considerar el ahorro económico asociado a la reducción del ENS y los beneficios derivados de la implementación del plan de mantenimiento, se obtiene un ahorro total estimado de USD 111 069,72. Este valor respalda técnicamente la viabilidad de la inversión propuesta, ya que contribuye a la disminución de pérdidas económicas, al incremento de la confiabilidad del sistema y a la mejora de la continuidad del servicio eléctrico.

La repotenciación de la Subestación Centro Industrial requiere una inversión de USD 360,000 distribuida en equipos de alta y media tensión, sistemas de protección y automatización. El proyecto contempla la sustitución de transformadores de potencia por unidades de mayor capacidad y menor pérdidas, la modernización de la interruptora hacia tecnología GIS (Gas Insulated Substation) para reducir el espacio físico ocupado, y la implementación de sistemas de protección digital con protocolo IEC 61850. Estos componentes permiten incrementar la capacidad de transformación, reducir pérdidas energéticas operativas y habilitar el monitoreo en tiempo real de variables críticas como temperatura del punto más caliente, contenido de humedad y gases disueltos en aceite.

El análisis económico se realizó bajo una tasa de descuento del 8.42%, correspondiente a la tasa de interés del Banco Central para proyectos con financiamiento BID, y un horizonte de evaluación de 10 años. Los flujos de caja anuales de USD 111,069.72 provienen de los ahorros generados por la reducción de pérdidas técnicas en transformadores y la disminución de costos de mantenimiento correctivo al migrar hacia un esquema de mantenimiento condicional.

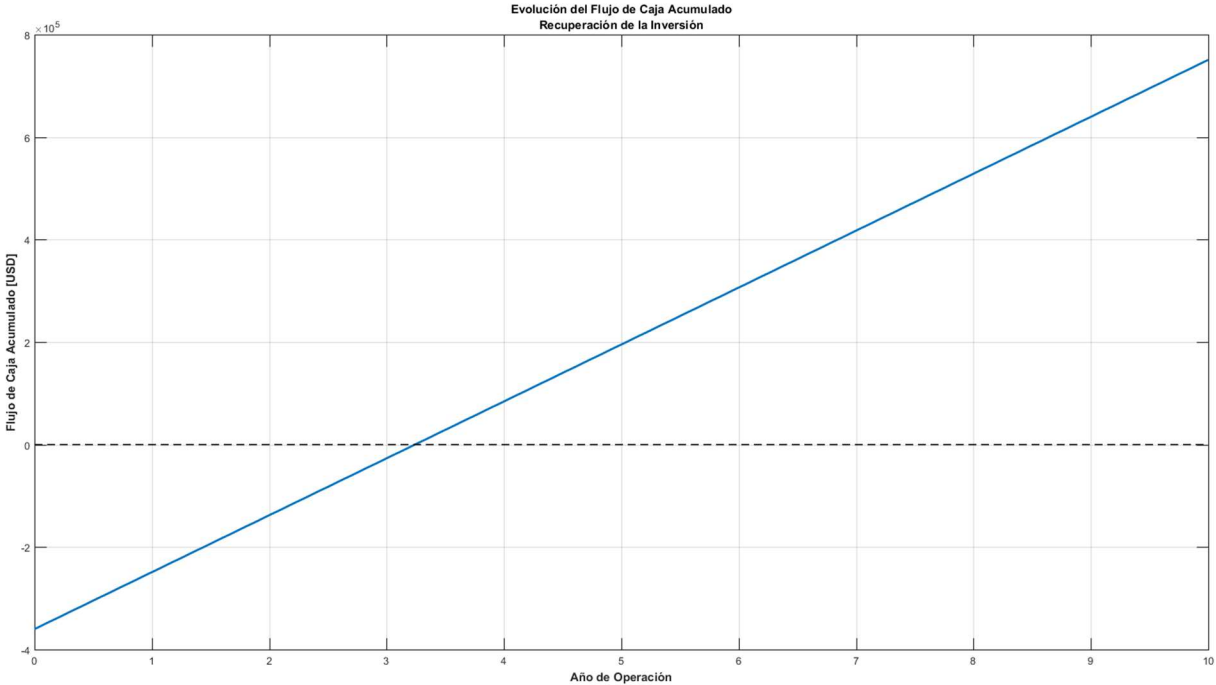
Tabla 13: Resumen económico de reinversión de ahorro en energía no suministrada.

Concepto	Valor
Inversión Inicial	USD 360,000.00
Flujo de Caja Anual	USD 111,069.72
Tasa de Descuento	8.42%
Horizonte de Evaluación	10 años
VAN	USD 371,371.99
TIR	28.30%
Payback Simple	3.24 años
Payback Descontado	3.94 años
Relación B/C	2.03

³⁷ Índices económicos ante una reinversión a 10 años para la subestación eléctrica Centro Industrial.

La recuperación de la inversión ocurre en el año 4 del proyecto. El payback simple de 3.24 años (38.9 meses) indica que el capital inicial se recupera en menos de la mitad del horizonte evaluado, mientras que el payback descontado de 3.94 años considera el valor del dinero en el tiempo y confirma la viabilidad incluso bajo criterios conservadores. La TIR de 28.30% supera ampliamente la tasa de financiamiento, generando un margen de seguridad de casi 20 puntos porcentuales que protege al proyecto ante incrementos en el costo del capital.

Figura 26: Evolución de flujo de caja acumulada.



³⁸ Comportamiento acumulado de flujo de caja ante una inversión de alta y media tensión.

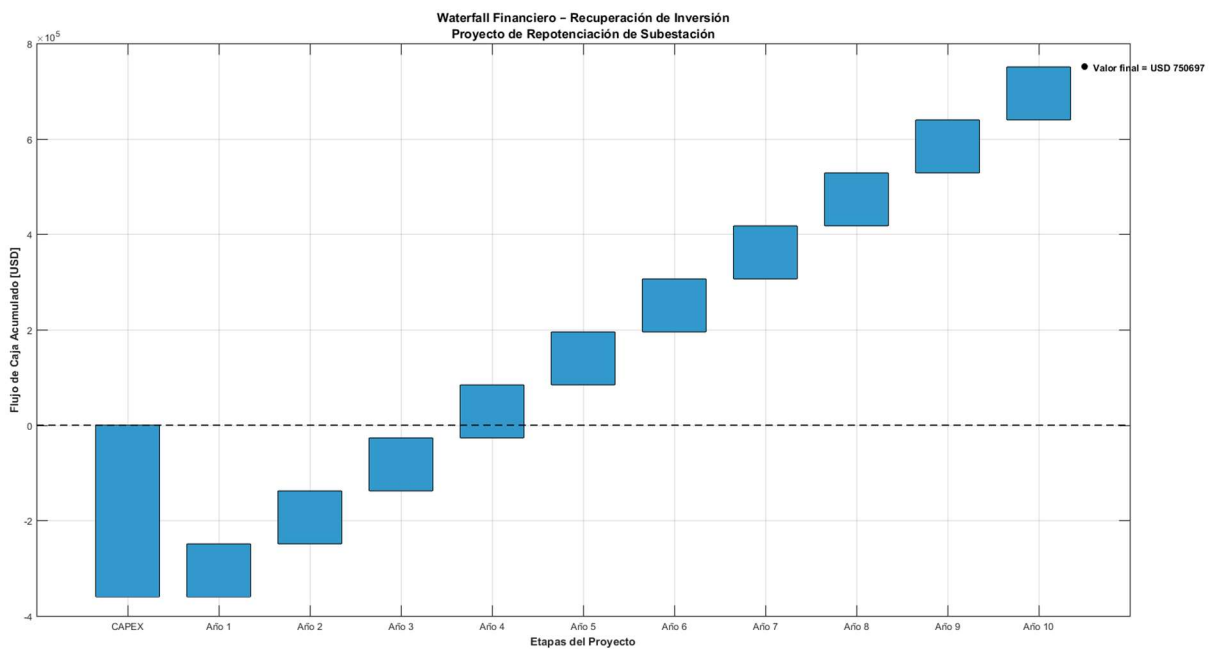
Tabla 14: Flujo de caja de inversión a 10 años.

Año	Flujo Descontado (USD)	Acumulado (USD)
0	-360,000.00	-360,000.00
1	102,443.94	-257,556.06
2	94,488.05	-163,068.01
3	87,150.02	-75,918.00
4	80,381.86	4,463.86
5	74,139.33	78,603.20
6	68,381.60	146,984.80
7	63,071.02	210,055.82
8	58,172.87	268,228.68
9	53,655.11	321,883.79
10	49,488.20	371,371.99

³⁹ Estimación de mantenimiento acumulado a lo largo de la vida útil del transformador, debido a los años de vida útil del transformador de potencia ante un mantenimiento perfecto.

El proyecto es económicamente rentable. El VAN positivo de USD 371,372 confirma que la inversión genera valor por encima del costo de oportunidad, y la relación beneficio/costo de 2.03 indica que cada dólar invertido retorna 2.03 dólares en valor presente. La inversión se recupera durante el cuarto año de operación, y desde el año 5 en adelante el proyecto genera beneficios netos para la operación de la subestación.

Figura 27: Grafica Waterfall



⁴⁰ Flujo de caja acumulado a partir de la segmentación de la inversión.

Capítulo 4

4.1. Conclusiones y recomendaciones

4.1.1. Conclusiones

La investigación concluye que una planificación de mantenimiento estructurada en subestaciones, sustentada en criterios técnicos y no en intervención posterior a la falla, mejora la gestión de activos al permitir priorizar equipos críticos, optimizar recursos y reducir indisponibilidades no programadas. El enfoque propuesto fortalece la toma de decisiones porque integra confiabilidad, condición operativa y desempeño, alineándose con requerimientos regulatorios y con la necesidad de elevar disponibilidad y seguridad de operación del sistema.

Desde la perspectiva de confiabilidad HL-III, el proyecto valida la pertinencia de parametrizar los componentes principales (barras, seccionadores e interruptores) a partir de tasas medias de falla y reparación, alimentando modelos binarios de dos estados (operativo/fuera de servicio). Esta representación es técnicamente adecuada para capturar la indisponibilidad y su propagación en el esquema de subestación, y su implementación mediante simulación de Monte Carlo permite estimar el comportamiento probabilístico del sistema bajo incertidumbre de ocurrencia y duración de eventos.

El estudio evidencia que el impacto de la confiabilidad no debe limitarse a métricas porcentuales, sino que debe traducirse a indicadores energéticos de servicio. Por ello, la inclusión de la Energía No Suministrada (ENS) como índice de impacto energético resulta técnicamente consistente, al definirse como la agregación de la potencia interrumpida por el tiempo efectivo de interrupción sobre los eventos simulados. Esta formulación permite vincular directamente el

desempeño del sistema con consecuencias operativas y económicas, facilitando comparaciones objetivas entre estrategias de mantenimiento y alternativas de modernización.

En el transformador de potencia, la conclusión técnica central es que el deterioro del activo depende de la interacción entre cargabilidad y condición del aislamiento, destacando la humedad como variable que acelera el envejecimiento y reduce la vida remanente si no se gestiona. El modelo empleado integra la dinámica térmica con la variación de humedad del aislamiento sólido, permitiendo proyectar la degradación hasta el fin de vida bajo un criterio de pérdida acumulada. Con esta base, se demuestra que estrategias de mantenimiento basadas en condición modifican la trayectoria de degradación: el mantenimiento “perfecto” se interpreta como una restauración significativa hacia un estado cercano al original, mientras que el “imperfecto” representa una intervención predictiva que mejora la condición sin reemplazo del equipo, reflejando escenarios más realistas en operación.

A nivel de arquitectura eléctrica, se concluye que cuando el sistema se comporta como cadena sin redundancia explícita, la confiabilidad global queda altamente condicionada por elementos comunes, por lo que la mitigación efectiva debe incluir medidas de redundancia y seccionamiento. En esa línea, la propuesta de implementar un esquema de barra doble en el lado secundario constituye una mejora de ingeniería coherente, ya que incrementa la flexibilidad operativa ante fallas o mantenimientos programados y reduce el impacto sistémico de la indisponibilidad de un solo punto común.

Finalmente, el proyecto concluye que la modernización debe orientarse no solo a capacidad, sino a digitalización, automatización y observabilidad del activo. La migración hacia tecnologías como GIS, la incorporación de protecciones digitales con IEC 61850 y el monitoreo en tiempo real de variables críticas (temperatura del punto más caliente, humedad y gases disueltos) habilitan un

mantenimiento basado en condición con sustento medible y reducen la dependencia de intervenciones correctivas. En conjunto, la evaluación técnico-económica respalda la factibilidad de la inversión al evidenciar indicadores financieros favorables y consistentes con una estrategia de reducción de pérdidas y mejora de continuidad de servicio durante el ciclo de vida de la subestación.

4.1.2. Recomendaciones

Se recomienda institucionalizar la aplicación de estudios de confiabilidad HL-III y mantenimiento basado en condición como parte del proceso formal de gestión de activos de la subestación, de modo que la toma de decisiones de mantenimiento y reemplazo se sustente en criticidad, modos de falla e impacto sobre la continuidad del servicio. Para ello, se debe consolidar y depurar la base de datos histórica de fallas/intervenciones, estandarizar criterios de registro y actualizar periódicamente los parámetros de confiabilidad usados en el modelado probabilístico.

La relevancia de aplicar este enfoque radica en que integra parámetros operativos reales con métodos predictivos, permitiendo priorizar actividades, reducir incertidumbre en la programación y orientar recursos hacia los equipos cuyo desempeño condiciona la disponibilidad del sistema

Bibliografía

- [1] O. R. García, "Mantenimiento Planeado en subestación eléctrica Industrial Permofo," 2012.
- [2] Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCONEL), "Regulación No. ARCONEL 002/18: Calidad del Servicio de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica," Quito, ARCONEL, 2018.
- [3] S. A. R. J. Endrenyi, *The present status of maintenance strategies and the impact of maintenance on reliability*, IEEE , 2001.
- [4] W. A, *Failure survey on circuit breaker control systems summary report for Electra*, CIGRE, 2004.
- [5] P. J. C. Singh, *The effect of transformer maintenance parameters on a reliability and cost: a probabilistic model*, Texas: ELSEVIER, 2004.
- [6] I. Rondon and V. Rojas, *Metodología para estimar la vida útil del autotransformador AT-4, 700 MVA de la subestacion Guayana B debido a sobrecargas.*, Venezuela: UNEXPO, 2013.
- [7] W. Flores, *"Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: Situación Actual. Parte I. Correlación entre la vida y la temperatura"*, Argentina: IEEE Latin America Transactions., 2007.
- [8] J. y. T. Z. Malavé, *Criterios de Evaluación y Diagnóstico para Transformadores de Potencial*, Macagua: CVG EDELCA, 2005.

- [9] M. A. G. Martins, *Envelhecimento termico do papel isolante de transformadores. Investigacao experimental. Modelos de degradacao*, 2010.
- [10] X. C. a. C. D. Xue, *Monitoring paper insulation aging by measuring furfural contents in oil*, 1991.
- [11] C. K. Curi, *Transformer remaining life calculation based on degree of polymerization*, Kosovo: JMEST, 2024.
- [12] P. J. D. Wallach, *Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators*, IEEE, 2011.
- [13] W. F. E. M. J. Jardini, *Low Voltage Daily Energy Demand Temperature Dependent Representation by Using Circular Statistics*, IEEE, 2007.
- [14] G. J. E., *Desarrollo de plan de mantenimiento basado en condiciones para baterias y transformadores.*, Guayaquil: ESPOL, 2018.
- [15] Emsley, *On the kinetics of degradation of cellulose*, IEEE, 1997.
- [16] R. Billinton, *Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*, New York: Springer, 2013.
- [17] W. Montsinger, *Loading Transformers by Temperature*, Nueva York: AIEE, 1925.
- [18] H. Patel, "Reliability Evaluation of Power System using Monte Carlo Simulation in Pspice," *International Journal of Applied Engineering Research*, pp. 2252-2259, 2019.

- [19] I. o. E. a. E. E. (IEEE), "IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators," IEEE, New York, 2012.
- [20] I. E. C. (IEC), "Power Transformers – Part 7: Loading Guide for Mineral-Oil-Immersed Power Transformers," IEC, Geneva, 2018.

Anexos

Anexo 1. Código Cargabilidad

```
% PROYECCION_ENVEJECIMIENTO_CENTRO INDUSTRIAL.m
% Perfil promedio real en p.u. (96 puntos / 15 min)
% Inicio de operación: 2014
% Base térmica: 20 MVA (ONAF)

clear; clc; close all;

%% =====
% DATOS TÉRMICOS REALES
%% =====
Oft = 50;      % ??_top-oil
Ogft = 30;     % ??_hotspot,R
R = 3.2;
n = 0.8;
m = 0.8;
Ta_ambiente = 30;

%% =====
% ENVEJECIMIENTO IEC
%% =====
Life_Nominal_h = 180000;
Tref_K = 383;
Ea_over_R = 15000;

INITIAL_YEAR = 2014;
PROJECTION_YEARS = 50;
GROWTH_FACTOR = 1.028; % crecimiento físico urbano

%% =====
% PERFIL PROMEDIO REAL (96x1)
%% =====
demanda_pu = [
0.4596,0.4529,0.4456,0.4389,0.4314,0.4245,0.4179,0.4133,0.4077,0.3982,0.3926,0
.3889,0.3848,0.3805,0.3774,0.3735,0.3726,0.3722,0.3714,0.3698,0.3692,0.3705,0.
3721,0.3734,0.3715,0.3558,0.3382,0.3281,0.3269,0.3204,0.3259,0.3341,0.3431,0.3
529,0.3637,0.3705,0.3778,0.3837,0.3902,0.3974,
0.4029,0.4076,0.4152,0.4187,0.4218,0.4261,0.4304,0.4314,
0.4264,0.4258,0.4289,0.4334,0.4415,0.4516,0.4581,0.4640,
0.4679,0.4718,0.4747,0.4766,0.4762,0.4753,0.4746,0.4734,
0.4717,0.4678,0.4638,0.4609,0.4546,0.4508,0.4482,0.4520,
0.4502,0.4686,0.5026,0.5288,0.5367,0.5410,0.5431,0.5430,
0.5404,0.5379,0.5368,0.5343,0.5290,0.5249,0.5203,0.5158,
0.5131,0.5139,0.5084,0.5027,0.4939,0.4873,0.4766,0.4678 ];
delta_t = 0.25; % 15 minutos = 0.25 h

%% =====
% PROYECCIÓN ANUAL
%% =====
years = (INITIAL_YEAR:INITIAL_YEAR+PROJECTION_YEARS)';
NumYears = length(years);
```

```

annual_LOL = zeros(NumYears,1);
acc_LOL = zeros(NumYears,1);

for k = 1:NumYears

    K_profile = demanda_pu * (GROWTH_FACTOR^(k-1));
    K_profile(K_profile>1.6) = 1.6; % límite físico

    % Estado inicial térmico
    K0 = K_profile(1);
    Oo_prev = Oft * (((R*K0^2)+1)/(R+1))^n;

    Env = zeros(96,1);

    for i = 1:96
        K = K_profile(i);
        Ou = Oft * (((R*K^2)+1)/(R+1))^n;
        Oo = Ou*(1-exp(-delta_t/3.5)) + Oo_prev*exp(-delta_t/3.5);
        Og = Ogft * K^(2*m);
        Ths = Ta_ambiente + Oo + Og;
        Env(i) = delta_t * exp((Ea_over_R/Tref_K)-(Ea_over_R/(Ths+273)));
        Oo_prev = Oo;
    end

    LOL_day = sum(Env);
    annual_LOL(k) = (LOL_day*365/Life_Nominal_h)*100;

    if k==1
        acc_LOL(k)=annual_LOL(k);
    else
        acc_LOL(k)=acc_LOL(k-1)+annual_LOL(k);
    end

    if acc_LOL(k)>=100
        break;
    end
end

%% =====
% RESULTADOS
%% =====
years = years(1:k);
annual_LOL = annual_LOL(1:k);
acc_LOL = acc_LOL(1:k);
vida_restante = 100-acc_LOL;

T = table(years,annual_LOL,acc_LOL,vida_restante, ...

'VariableNames',{'Anio','LOL_Anual_pct','LOL_Acumulado_pct','Vida_Remanente_pct'});

disp(T)
fprintf('\nFIN DE VIDA TÉRMICA PROYECTADO: %d\n', years(end));

```

```

figure; plot(years,acc_LOL,'LineWidth',2); grid on;
title('Envejecimiento acumulado');

figure; plot(years,vida_restante,'LineWidth',2); grid on;
title('Vida útil remanente');
ylim([0 100]);
%% =====
% GRAFICOS EMBELLECIDOS (MATLAB 2016b)
%% =====

% --- FIGURA 1: Envejecimiento acumulado ---
fig1 = figure('Color','w','Name','Envejecimiento acumulado');
set(fig1,'Position',[180 180 1050 520]); hold on;

p1 = plot(years, acc_LOL, 'LineWidth', 2.8, 'Color', [0.00 0.45 0.74]);

% Sombreado suave
hA1 = area(years, acc_LOL);
set(hA1,'FaceColor',[0.00 0.45 0.74]);
set(hA1,'EdgeColor','none');
try, set(hA1,'FaceAlpha',0.10); catch, end
plot(years, acc_LOL, 'LineWidth', 2.8, 'Color', [0.00 0.45 0.74]);

% Línea 100% (Fin de vida)
plot([years(1) years(end)], [100 100], 'k--', 'LineWidth', 1.6);
text(years(1)+0.2, 102, 'Umbral fin de vida (100%)', 'FontWeight','bold');

% Marcar el fin de vida proyectado
plot(years(end), acc_LOL(end), 'ko', 'MarkerSize', 8, 'LineWidth', 2);
text(years(end), acc_LOL(end)+3, sprintf(' Fin de vida: %d', years(end)),
'FontWeight','bold');

% Estilo (tu referencia)
ax = gca;
ax.FontSize = 11;
ax.FontName = 'Helvetica';
ax.GridAlpha = 0.12;
ax.Box = 'off';
grid on;

xlabel('Año', 'FontSize', 12, 'FontWeight', 'bold');
ylabel('LOL acumulado (%)', 'FontSize', 12, 'FontWeight', 'bold');

title('S/E CENTRO INDUSTRIAL: ENVEJECIMIENTO ESTIMADO')

xlim([years(1) years(end)]);
ylim([0 110]);

lgd = legend(p1, {'LOL acumulado'}, 'Location','northwest');
legend boxoff;

hold off;

```

```

% --- FIGURA 2: Vida útil remanente ---
fig2 = figure('Color','w','Name','Vida útil remanente');
set(fig2,'Position',[180 180 1050 520]); hold on;

p2 = plot(years, vida_restante, 'LineWidth', 2.8, 'Color', [0.85 0.33 0.10]);

% Sombreado suave
hA2 = area(years, vida_restante);
set(hA2,'FaceColor',[0.85 0.33 0.10]);
set(hA2,'EdgeColor','none');
try, set(hA2,'FaceAlpha',0.10); catch, end
plot(years, vida_restante, 'LineWidth', 2.8, 'Color', [0.85 0.33 0.10]);

% Línea 0% (fin de vida)
plot([years(1) years(end)], [0 0], 'k--', 'LineWidth', 1.6);

% Punto final
plot(years(end), vida_restante(end), 'ko', 'MarkerSize', 8, 'LineWidth', 2);
text(years(end), vida_restante(end)+3, sprintf(' %??: %d', years(end)),
'FontWeight','bold');
% ^ Si no te gusta ese texto, cámbialo por:
% text(years(end), vida_restante(end)+3, sprintf(' Fin de vida: %d',
years(end)), 'FontWeight','bold');

% Estilo (tu referencia)
ax = gca;
ax.FontSize = 11;
ax.FontName = 'Helvetica';
ax.GridAlpha = 0.12;
ax.Box = 'off';
grid on;

xlabel('Año', 'FontSize', 12, 'FontWeight', 'bold');
title('S/E CENTRO INDUSTRIAL: VIDA UTIL ESTIMADA')

xlim([years(1) years(end)]);
ylim([0 105]);

lgd = legend(p2, {'Vida remanente'}, 'Location','northeast');
legend boxoff;

hold off;

```

Anexo 2. Curva de demanda diaria

```
% Curva Diaria de Demanda - S-E Centro Industrial
% Versión: Formato tipo tesis (MATLAB 2016b) + Limpieza de comillas
clear; clc; close all;

file_path = 'Curva_Promedio_pu.csv';

% --- 1. CARGA Y LIMPIEZA DE DATOS ---
% Leemos como texto para eliminar comillas que ensucian el CSV
fid = fopen(file_path, 'r');
if fid == -1
    error('No se pudo abrir el archivo: %s', file_path);
end
raw_text = fread(fid, '*char');
fclose(fid);

clean_text = strrep(raw_text, '"', '');
fid_temp = fopen('temp_clean.csv', 'w');
fprintf(fid_temp, '%s', clean_text);
fclose(fid_temp);

% Leemos SOLO lo numérico (saltando encabezado y la columna Hora)
% CSV: Hora, kW_prom, pu -> desde columna 2 en adelante son números
M = dlmread('temp_clean.csv', ',', 1, 1);
delete('temp_clean.csv');

% Columnas numéricas
kw = M(:,1); % kW_prom
pu = M(:,2); % pu

% Vector de tiempo (96 puntos => cada 15 min)
N = length(kw);
hora = linspace(0, 24, N);

% --- 2. MÉTRICAS PRINCIPALES ---
Pmax = max(kw);
Pavg = mean(kw);
Pmin = min(kw);

% --- 3. CONFIGURACIÓN VISUAL ---
color_curva = [0.00 0.45 0.74]; % azul tipo MATLAB

% --- 4. CREACIÓN DE LA GRÁFICA ---
fig = figure('Color','w','Name','Curva Diaria de Demanda');
set(fig,'Position',[250, 200, 950, 480]);
hold on;

% Curva principal
p = plot(hora, kw, 'LineWidth', 2.6, 'Color', color_curva);

% Sombreado suave (perfil)
hArea = area(hora, kw);
set(hArea,'FaceColor', color_curva);
```

```

set(hArea, 'EdgeColor', 'none');
try
    set(hArea, 'FaceAlpha', 0.12); % si tu versión lo soporta, aplica
    transparencia
catch
end

% Re-plot encima para que se vea nítida
plot(hora, kw, 'LineWidth', 2.6, 'Color', color_curva);

% --- 5. EMBELLECIMIENTO (GCA) ---
ax = gca;
ax.FontSize = 11;
ax.FontName = 'Helvetica';
ax.GridAlpha = 0.12;
ax.Box = 'off';
grid on;
xlabel('Ciclo diario (Hora)', 'FontSize', 12, 'FontWeight', 'bold');
ylabel('Demanda (kW)', 'FontSize', 12, 'FontWeight', 'bold');

title({'\fontsize{16}S-E CENTRO INDUSTRIAL: Curva diaria de demanda promedio',
...
'\fontsize{10}\color[rgb]{0.5 0.5 0.5}Perfil horario (kW\_prom) con
métricas operativas'}, ...
'Interpreter', 'tex');

% Ejes
xlim([0 24]);
ylim([0 Pmax*1.10]);
set(ax, 'XTick', 0:2:24);

% Leyenda
lgd = legend(p, {'Demanda promedio (kW)'}, 'Location', 'northwest');
legend boxoff;

% --- 6. LÍNEAS DE REFERENCIA (Pmax y Pavg) ---
plot([0 24], [Pmax Pmax], 'k--', 'LineWidth', 1.5);
text(0.3, Pmax*1.02, sprintf('P_{max}=%.0f kW', Pmax), 'FontWeight', 'bold');

plot([0 24], [Pavg Pavg], 'k:', 'LineWidth', 1.5);
text(0.3, Pavg*1.02, sprintf('P_{prom}=%.0f kW', Pavg), 'FontWeight', 'bold');

% --- 7. MARCADOR DE PICO MÁXIMO ---
[~, idx] = max(kw);
plot(hora(idx), kw(idx), 'ko', 'MarkerSize', 8, 'LineWidth', 2);
text(hora(idx), kw(idx) + 0.03*Pmax, sprintf(' Pico: %.0f kW', kw(idx)),
'FontWeight', 'bold');

hold off;

```

Anexo 3. Curva de demanda mensual

```
% Script Corregido para MATLAB 2016b - Método Robusto
clear; clc; close all;

%% 1. Cargar Datos
filename = 'Curva_Promedio_pu.xlsx - Sheet1.csv';

% Verificamos si el archivo existe antes de cargar
if exist(filename, 'file') ~= 2
    error('El archivo no se encuentra en la carpeta actual. Verifica el
nombre.');
```

```
end

data = readtable(filename);

%% 2. Corrección del Error de Hora (Método Clásico)
% En 2016b, la hora se importa como celdas de texto (cell array)
% Usamos datenum para convertir texto 'HH:MM:SS' a números seriales
if iscell(data.Hora)
    timeNum = datenum(data.Hora, 'HH:MM:SS');
```

```
else
    % Si por alguna razón ya es char o num
    timeNum = datenum(data.Hora);
end

% Extraemos solo la parte de la hora y la convertimos a decimal (0 a 24)
% Esto evita cualquier error con objetos 'duration' o 'datetime'
vec = datevec(timeNum);
horas_decimal = vec(:,4) + vec(:,5)/60 + vec(:,6)/3600;

% Datos de potencia
kW = data.kW_prom;
pu = data.pu;

% Pico
[max_val, idx_max] = max(kW);
hora_pico_val = horas_decimal(idx_max);

%% 3. Graficar
fig = figure('Color', 'w');
fig.Position = [100 100 850 500];

% --- Eje Izquierdo: kW ---
yyaxis left
% Area sombreada
hArea = area(horas_decimal, kW);
hArea.FaceColor = [0.12, 0.47, 0.71];
hArea.FaceAlpha = 0.15;
hArea.EdgeColor = 'none';
hold on;

% Línea principal
plot(horas_decimal, kW, 'LineWidth', 2, 'Color', [0.12, 0.47, 0.71]);
```

```

ylabel('Potencia Demandada [kW]', 'FontSize', 12, 'FontWeight', 'bold');
set(gca, 'YColor', [0.12, 0.47, 0.71]);
grid on;

% --- Eje Derecho: p.u. ---
yyaxis right
plot(horas_decimal, pu, 'LineStyle', 'none'); % Truco para activar eje derecho
ylabel('Demanda en p.u.', 'FontSize', 12, 'FontWeight', 'bold', 'Rotation',
270, 'VerticalAlignment', 'bottom');
set(gca, 'YColor', [0.3 0.3 0.3]);

% Sincronizar ejes manualmente
lims = [min(kW)*0.85, max(kW)*1.15];
yyaxis left; ylim(lims);
factor = pu(1) / kW(1);
yyaxis right; ylim(lims * factor);

%% 4. Detalles Estéticos
% Marcar el pico
plot(hora_pico_val, max_val, 'ro', 'MarkerFaceColor', 'r', 'MarkerSize', 6);
text(hora_pico_val + 0.5, max_val, sprintf(' Pico: %.2f kW', max_val), ...
'FontSize', 10, 'FontWeight', 'bold', 'BackgroundColor', 'w', 'EdgeColor',
[0.5 0.5 0.5]);

% Formato eje X (Manual para evitar errores)
xlabel('Hora del Día [h]', 'FontSize', 12, 'FontWeight', 'bold');
title('Perfil de Demanda Eléctrica Promedio', 'FontSize', 14, 'FontWeight',
'bold');
xlim([0 24]);
set(gca, 'XTick', 0:2:24);
set(gca, 'XTickLabel',
{'00:00', '02:00', '04:00', '06:00', '08:00', '10:00', '12:00', '14:00', '16:00', '18:00',
'20:00', '22:00', '24:00'});

```